OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

1991

Le 31 mars 1992

L'honorable Jake Epp, P.C., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 1991, conformément aux dispositions de l'article 133 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, S.R.C. 1985, c. N-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

Le Président,

R. Priddle

R. Priddle

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédérale indépendant créé par une loi du Parlement le 2 novembre 1959. Depuis son établissement, il joue un rôle important dans le développement du secteur énergétique du Canada.

En vertu des pouvoirs que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office autorise les exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, délivre des certificats relativement aux pipelines interprovinciaux et internationaux et aux lignes interprovinciales et internationales désignées de transport d'électricité, et établit les droits et les tarifs visant les oléoducs et les gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Aux termes de la Loi, l'Office est également tenu de suivre la situation de l'approvisionnement en produits énergétiques au Canada, notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits du pétrole et du gaz; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie sur les marchés d'exportation du Canada et de l'étranger.

L'Office assume des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la *Partie II* du *Code canadien du travail*.

En avril 1991, les responsabilités réglementaires de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada concernant la prospection, l'exploitation et la production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières ont été transférées à l'Office.

Siège :
Office national de l'énergie
311- 6^{e}Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
Tél. : (403) 292-4800
Téléc. : (403) 292-5503

Bureau de Yellowknife :
Office national de l'énergie
4914, 50^{e} Rue (C.P. 1500)
Yellowknife (T.N.-O.)
X1A 2R3
Tél. : (403) 920-8175
Téléc. : (403) 873-8707

© Ministre de l'Approvisionnement et Services Canada 1992

Cat, No. NE 1-1991F
ISBN 0-662-97287-2
Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande.

Imprimé au Canada

Cat, No. NE 1-1991E
ISBN 0-662-19372-5
This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request.

Printed in Canada

Cette publication est imprimée sur du papier contenant des rebuts recyclés.

92-03901/

Table des matières

1	Message du président	
5	L'année en bref	
	Activités de l'Office	
13	*Audiences, enquêtes et examens*	
35	*Autres activités*	
59	Loi et règlements	
63	Contentieux	
71	Ressources des régions pionnières	
101	Organisation	
109	Fonctions et attributions	
115	Motifs de décisions rendus publics et autres rapports publiés en 1991	
121	Annexes	
123	Annexe A	Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie
127	Annexe B	Pétrole
129	Annexe C	Gaz
141	Annexe D	Électricité
145	Annexe E	Réglementation financière
147	Annexe F	Tables de conversion au système métrique
149	Personnel cadre de l'Office	

Certains renseignements fournis habituellement dans les rapports annuels précédents au sujet de l'offre et de la demande - pétrole, gaz naturel et électricité - dans la rubrique «Évolution de la situation énergétique» et dans certaines annexes seront publiés ultérieurement.

Message du président, 1991

L'Office national de l'énergie («l'Office») a été créé pour servir l'intérêt du Canada. À cet effet, il rend des règlements qui répondent directement aux besoins de notre époque, tout en prévoyant les besoins futurs et en y parant.

Les grands domaines d'activité de l'Office comportent en particulier :

- La délivrance de certificats d'utilité publique pour des pipelines internationaux et interprovinciaux et pour des lignes internationales de transport d'électricité;
- La protection de l'environnement pendant la construction et l'exploitation d'un pipeline;
- L'assurance de la sécurité des oléoducs et des gazoducs;.
- La réglementation des droits des pipelines et de leur accès lorsque ceux-ci occupent des positions de monopole sur le marché;
- L'émission de licences d'exportation à long terme de gaz et de pétrole en surplus des besoins raisonnablement prévisibles du Canada;
- L'autorisation d'exporter de l'électricité transportée par des lignes internationales, sous réserve des conséquences sur les provinces qu'elles ne franchissent pas, et de leurs conséquences sur l'environnement.

Qui plus est, l'Office remplit des fonctions consultatives, liées notamment à l'étude de questions énergétiques ressortissant au Parlement et présente des études, des rapports et des exposés au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources ainsi qu'à d'autres ministères. L'Office publie de temps à autre, dans le cadre de ses fonctions consultatives de l'industrie énergétique, des études de base comme son rapport bisannuel *L'énergie au Canada : offre et demande 1990-2010* publié en septembre 1991.

Les membres de l'Office sont responsables de la prise de décisions de l'Office. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit un maximum de neuf membres et de six membres temporaires. À la fin de l'année, l'Office comptait huit membres et un membre temporaire. M. David B. Smith, membre temporaire, a pris sa retraite le 21 septembre et Mme Martha Musgrove, membre, a démissionné à compter du 1er octobre. Ils ont tous deux servi l'Office de façon émérite et ont grandement contribué à ses travaux.

En 1991, l'Office a examiné un très vaste éventail de questions liées à la réglementation de l'énergie, depuis les exportations d'électricité du Nouveau-Brunswick à la construction de gazoducs dans le nord de la Colombie-Britannique, en passant par la rédaction d'un rapport, à la demande du Ministre, sur la future utilisation de l'oléoduc Sarnia-Montréal. Il a tenu huit audiences publiques et a siégé pendant cinquante jours d'audiences à cinq différents endroits à travers le pays. Il a aussi traité des centaines de demandes qu'il peut régler sans tenir d'audience.

À la fin de février, le gouvernement a annoncé son intention de déplacer l'Office d'Ottawa à Calgary. La *Loi* a donc été modifiée pour que le siège de l'Office puisse être installé à Calgary, en Alberta, et que les membres résident à Calgary ou dans les environs immédiats de cette ville. L'Office a commencé ses activités à Calgary le 3 septembre 1991 et son nouveau siège a été inauguré le 1er novembre.

En mars, le gouvernement a annoncé que la réglementation du gaz et du pétrole dans le Nord, auparavant assumée par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) relèverait dorénavant de l'Office une fois que les modifications législatives auraient été apportées.

Au début de l'année, l'effectif de l'Office comptait 320 personnes, plus 55 membres du personnel de l'APGTC. Il est regrettable que beaucoup d'employés précieux n'aient pu accompagner l'Office à Calgary. À la fin de l'année, la grande majorité d'entre eux avaient trouvé un autre emploi, la plupart du temps dans la fonction publique à Ottawa. Heureusement, l'Office a pu garder une «masse critique» de son personnel expérimenté et à la fin de l'exercice 1991-1992, nous espérons avoir recruté des personnes chevronnées pour remplir presque tous les postes vacants.

La fusion avec l'APGTC a apporté à l'Office de nouvelles compétences et responsabilités en matière d'environnement. Il a d'ailleurs saisi cette occasion pour former une direction de l'environnement de même stature que celles qui traitent de la réglementation des pipelines et de l'énergie par exemple. Cette mesure témoigne de l'importance que l'Office prête à son rôle de protection de l'environnement.

Le déménagement de L'Office a provoqué, cela va sans dire, certains bouleversements. Nous avons perdu près de deux mois de temps d'audiences et nous avons repris notre programme à la mi-novembre au lieu de la mi-septembre. Les réunions hebdomadaires et le processus de prise de décisions ont continué toutefois sans interruption.

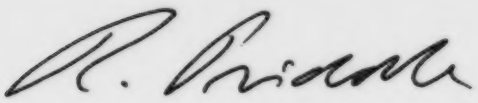
Je tiens à remercier vivement les membres de l'Office et du personnel des efforts qu'ils ont déployés pour maintenir le flot de nos opérations tout en faisant front aux difficultés et aux bouleversements qu'accompagnent toujours des déménagements de ce genre. Je voudrais aussi exprimer nos remerciements aux ministères et organismes du gouvernement fédéral ainsi qu'à la collectivité de Calgary pour l'aide et les conseils qu'ils nous ont prodigués afin de réaliser notre déménagement rapidement et à coût moindre.

À la fin de l'année, l'Office était dans ses pénates à Calgary et s'attaquait vigoureusement à son échéancier comprenant, entre autres, dix audiences entre novembre 1991 et mai 1992, ainsi que quatre procédures écrites en cours.

L'Office est conscient de son envergure nationale. Il agira à Calgary avec la même autorité, la même indépendance et la même impartialité qu'à Ottawa.

L'Office doit continuer à bien saisir la portée des questions et des intérêts du domaine de l'énergie. Il le fera en s'acquittant de ses responsabilités d'organisme de réglementation et de consultation de manière appropriée.

Enfin, l'Office s'est engagé à servir efficacement le public canadien, avec économie et efficience et, bien entendu, dans les deux langues officielles.



R. Priddle

L'année en bref

Faits saillants des principales activités en 1991

Audiences

Durant l'année 1991, l'Office...

- A tenu huit audiences publiques représentant un total de cinquante jours d'audience.
- A tenu quatre audiences par voie de mémoires.

Gaz naturel

Durant l'année 1991, l'Office...

- A délivré 16 licences visant l'exportation de quelque 52,7 milliards de mètres cubes (1,86 billions de pieds cubes) de gaz naturel, aux compagnies suivantes :

  Canadian Occidental Petroleum Limited
  Dartmouth Power Associates, Limited Partnership
  Encogen Four Partners, Limited Partnership
  Esso Ressources Canada Limitée
  FSC Resources Limited
  Fulton Cogeneration Associates
  Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Corinth
  Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Ilion
  Kamine/Besicorp Carthage, Limited Partnership
  Kaminee/Besicorp South Glens Falls, Limited Partnership
  New England Power Company
  Pawtucket Power Associates, Limited Partnership
  ProGas Limited
  Selkirk Cogen Partners, Limited Partnership
  Unigas Corporation
  Western Gas Marketing Limited.

- A approuvé des modifications à 14 licences d'exportation de gaz.
- A rendu 107 ordonnances à court terme visant l'exportation, l'importation ou le transit de gaz naturel.
- A rendu 50 ordonnances d'exportation de propane et 42 ordonnances d'exportation de butanes.

- A décidé de passer en revue deux des éléments (Procédure en matière de plaintes et Autres considérations en matière d'intérêt public) de la méthode axée sur les conditions du marché, dans le cadre des efforts déployés par l'Office pour maintenir et améliorer la clarté et l'efficacité de son processus de réglementation.

- A modifié les procédures régissant les exportations et les exportations de gaz naturel par ordonnance.

Pétrole

Durant l'année 1991, l'Office...

- A rendu 122 ordonnances portant sur l'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers.

- A publié un rapport intitulé *Exportations de pétrole brut en 1990.*

Électricité

Durant l'année 1991, l'Office...

- A délivré six permis à **La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick** qui autorisent cette dernière à poursuivre l'exportation de puissance garantie et de puissance interruptible au Maine, de puissance garantie au Massachusetts et de puissance interruptible transitée par le Maine à destination du Nouveau-Brunswick.

- A délivré cinq permis à **Ontario Hydro** qui autorisent cette dernière à poursuivre l 'exportation de puissance garantie et interruptible aux sociétés suivantes : **Consumers Power Company, The Detroit Edison Company, Niagara Mohawk Power Corporation, The Power Authority of the State of New York, la New York Power Pool, Minnesota Power and Light Company, General Public Utilities Corporation** et à **l'État du Vermont.**

- A entamé l'examen d'une demande présentée par **British Columbia Hydro and Power Authority** et **British Columbia Power Exchange Corporation** visant l'obtention de permis d'exportation d'électricité à **Bonneville Power Administration** et à d'autres clients possibles qui sont membres du **Western System Coordinating Council** et du **Northwest Power Pool.**

- A amorcé l'examen d'une demande de permis présentée par la **Régie de l'hydro-électricité du Manitoba** visant l'exportation d'électricité à **Northern States Power Company** et à **United Power Association au Minnesota.**

- A modifié quatre licences d'exportation, une ordonnance, trois permis et un certificat visant une ligne de transport international d'électricité.

- A délivré six autres permis d'exportation, pour un total de 17 permis.

- A poursuivi son étude sur le commerce interprovincial d'électricité.

Pipelines

Durant l'année 1991, l'Office...

- A approuvé l'expansion, au coût de 1,8 milliard de dollars, du réseau de **TransCanada PipeLines Limited,** comprenant un doublement et un gazoduc de 1 190 kilomètres ainsi que 17 compresseurs.

- A délivré un certificat à **Westcoast Energy Inc.** pour la construction du gazoduc Adsett, de 48 kilomètres de long, au coût de 8,3 millions de dollars.

- A rejeté une demande présentée par **TransCanada PipeLines Limited** visant la construction d'un prolongement de gazoduc appelé «prolongement de Gananoque».

- A rejeté une demande présentée par **TransCanada PipeLines Limited** visant la construction d'un prolongement de gazoduc appelé «prolongement de Blackhorse».

- A approuvé une demande présentée par la **Compagnie Pipeline Interprovincial** visant la construction d'installations souterraines, destinées à contenir des liquides de gaz naturel, près du terminal de la société à Edmonton (Alberta), mais a rejeté la méthodologie de conception des droits proposée.

- A tenu une audience portant sur la demande présentée par **TransCanada PipeLines Limited** pour la construction d'un doublement de 301 kilomètres ainsi que le déplacement de trois compresseurs portatifs, au coût de 389 millions de dollars.

- A entamé une audience, par voie de mémoires, sur la demande présentée par **Alberta Natural Gas Ltd.** visant l'agrandissement de son réseau par l'ajout et la modification d'installations de compression dans les trois stations de compression de la société dans le sud de la Colombie-Britannique.

Réglementation des droits

Durant l'année 1991, l'Office...

- A établi les nouveaux droits que **TransCanada PipeLines Limited** peut exiger, pour le transport de gaz naturel, à compter du 1er janvier 1991. Les droits demandés sont supérieurs de 15,97 % à la moyenne des droits de 1989.

- A approuvé une majoration de 8 % des droits que la **Compagnie Pipeline Interprovincial** peut exiger, pour le transport de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits pétroliers, à compter du 1er janvier 1991.

- A approuvé une majoration de 9,8 % des droits que la société **Pipelines Trans-Nord Inc**. peut exiger, pour le transport de produits pétroliers raffinés, à compter du 1er décembre1990.

- A approuvé une majoration moyenne de 6,4 % des droits que **Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.** peut exiger, pour le transport de produits pétroliers, à compter du 1er janvier 1991.

- A approuvé une majoration de 7,2 % des droits à compter du 1er janvier 1991 et de 3 % à compter du 1er janvier 1992, que la société **Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.** peut exiger pour le transport de gaz naturel.

- A approuvé un nouveau tarif qu'utilisera **Alberta Natural Gas Ltd.** qui garantira un accès juste et équitable au réseau de transport de la société à tous les expéditeurs présents et futurs.

- A approuvé la procédure de mise en file d'attente établie par **Westcoast Energy Inc.**

- A rendu de nouvelles ordonnances à **Compagnie Pipeline Interprovincial,** à la **Trans MountainPipe Line Company Ltd.** et à la société **Pipelines Trans-Nord Inc.** modifiant les procédures en vertu desquelles l'Office doit traiter leurs demandes visant les droits.

- A entamé l'audition d'une demande de **Compagnie Pipeline Interprovincial** visant la majoration des droits qu'elle pourra exiger, pour le transport de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits pétroliers, à compter du 1er janvier 1992.

Environnement

Durant l'année 1991, l'Office...

- A procédé, conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*, à l'examen environnemental de dix-huit demandes d'exportation de gaz naturel et d'électricité et il examinait en fin d'année les répercussions environnementales de cinq autres demandes d'exportation.

- A réalisé plus de 82 examens environnementaux d'installations pipelinières, allant de modifications d'installations aux boucles de canalisations importantes et aux installations de transport.

- A effectué des inspections environnementales à intervalles réguliers des travaux de construction de doublements, dans tout le Canada, par **TransCanada PipeLines Limited** et des travaux de construction pipelinière de **Westcoast Energy Inc.** dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

- A effectué des inspections périodiques de 10 réseaux pipeliniers opérationnels dans l'est du Canada pour vérifier si les emprises sont entretenues de manière acceptable pour l'environnement.

- A effectué des inspections périodiques de quatre emplacements d'entreposage des déchets de biphényle polychloré (BPC) pour vérifier si ces emplacements sont conformes à *l'arrêté d'urgence fédéral concernant le stockage des déchets contenant des biphényles chlorés.*

- A diffusé environ 2 500 exemplaires en anglais et 900 autres en français du guide révisé sur *les travaux de construction et d'excavation à proximité de pipelines* (publié en mars 1991), aux sociétés pipelinières, aux entrepreneurs, aux propriétaires de services publics, aux techniciens, aux experts-conseils et aux tierces parties intéressées.

Fonctions consultatives

- L'Office a mené une étude, à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, sur l'utilisation future du pipeline Sarnia-Montréal de la **Compagnie Pipeline Interprovincial.**

Études sur l'énergie

- L'Office a publié un rapport intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande, 1990-2010.*

Loi et règlements

- *Le règlement sur le recouvrement des coûts* est entré en vigueur le 1er janvier 1991.

- La *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été modifiée afin de mettre en oeuvre le déménagement du siège de l'Office à Calgary, en Alberta.

- Le *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)* est modifié afin de refléter la nouvelle *Politique de l'électricité* ainsi que la nouvelle méthode d'examen des demandes de licences d'exportation de gaz, axée sur les conditions du marché.

- L'Office poursuit ses travaux de création et de modification des règlements portant sur les activités gazières et pétrolières en régions pionnières, selon les dispositions de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz.*

Contentieux

- En octobre et en décembre 1990, **Hydro-Québec, le Procureur général du Québec et le Grand conseil des Cris (du Québec)** ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel à l'égard de certains aspects de la décision de l'Office de délivrer des licences à **Hydro-Québec** pour l'exportation d'électricité garantie aux **Vermont Joint Owners** et à la **New York Power Authority.** En juillet, la Cour a rejeté l'appel des Cris et a accueilli les appels du **Procureur général et d'Hydro-Québec**. En octobre, les **Cris** et **l'Administration régionale crie** ont déposé une demande d'interjeter appel auprès de la Cour suprême du Canada.

- En janvier, l'**Association des tribus assujetties au traité no 8** et la **Bande indienne de Doig River** ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office approuvant une demande de la **Canadian Hunter Exploration Ltd.** de construire trois tronçons pipeliniers traversant la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta. En mai, la Cour a accueilli la demande d'appel et celui-ci devrait être entendu au début de 1992.

- En mars, la société **Pipelines Trans-Nord Inc.** a déposé une demande d'interjeter appel auprès de la Cour d'appel fédérale à l'égard de la décision de l'Office confirmant l'ordonnance MO-22-89 qui enjoignait à la société **Pipelines Trans-Nord Inc.** de déplacer un tronçon de pipeline situé sous le centre commercial de Saint-Eustache. En mai, la Cour a entendu la motion et a rejeté la demande le même jour.

- En avril, les sociétés **Niagara Mohawk Power Corporation** et **Western Gas Marketing Limited/TransCanada PipeLines Limited** ont déposé un avis d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale, demandant de les autoriser à interjeter appel 30 jours après la publication des Motifs de décision de l'Office relativement au prolongement de Gananoque. Durant les mois de janvier et février 1992, **TransCanada**, **Western Gas** et **Niagara Mohawk** ont toutes retiré leurs avis de proposition.cc

- En juin, l'**Altamont Gas Transmission Company** a déposé une demande auprès de la section de première instance de la Cour fédérale afin qu'elle casse la décision de l'Office et du fonctionnaire désigné de l'Administration du pipe-line du Nord, dans laquelle il était déterminé qu'une certaine demande de la **Foothills Pipelines Ltd.** déposée auprès de ladite Administration relevait de la compétence de l'Administration et cassait la décision de l'Office modifiant la condition 12 de l'Annexe III de la Loi sur le pipe-line du Nord. En décembre, la société **Altamont** retirait sa demande.

- En juin, la **Bande indienne de Prophet River** a demandé à la Cour d'appel fédérale de l'autoriser à interjeter appel d'une décision rendue en mai par l'Office rejetant une demande présentée par la **Bande** d'examiner la décision de l'Office concernant un Document d'examen des incidences environnementales relatif au gazoduc Adsett de la **Westcoast Energy Inc.**

- En août, la **CNG Transmission Corporation** a demandé à la Section de première instance de la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue en août par l'Office d'examiner sa décision de rejeter le prolongement Blackhorse. En octobre, la Cour a ordonné que l'Office cesse son examen et que MM. Priddle et Fredette s'abstiennent de participer à tout examen ultérieur qui pourrait être mené relativement à la décision sur le prolongement de Blackhorse.

Organisation et administration

- Le 26 février 1991, le gouvernement a annoncé le déménagement de l'Office à Calgary.

- Le 2 avril 1991, environ 55 membres de l'effectif de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada** ont été mutés à l'Office.

- Une nouvelle direction de l'environnement a été créée à l'Office, combinant toutes les fonctions et responsabilités de la Direction générale de l'environnement de l'Office national de l'énergie et celles de la direction de la protection de l'environnement de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Ces responsabilités relèvent de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* et de la *Loi sur les ressources pétrolières du Canada.*

- L'Office a déménagé d'Ottawa à Calgary et son nouveau siège a commencé ses activités normales le 3 septembre.

Tableau 1

Données principales sur les sociétés pipelinières relevant de l'Office national de l'énergie

	Base des taux de 1991[a] (millions de $)	Besoins en revenus de 1991 (millions de $)	Longueur (doublements compris) (km)	Débit réel en 1990 ($10^6 m^3$)
Groupe 1 - Gaz(b)				
Alberta Natural Gas Company Ltd.	27	28	175	14 528
Foothills Pipe Lines Ltd.	697	168	850	12 946
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	346	74	341	3 025
TransCanada PipeLines Limited	3 689	1 224	11 369	45 413
Westcoast Energy Inc.	902	304	4 554	13 512
Groupe 1 - Pétrole				($10^3 m^3$)
Cochin Pipe Lines Ltd.	42	30	1 125	4 166
Compagnie Pipeline Interprovincial	654	313	6 495	77 067
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	278	73	868	1 940
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	163	88	1 328	10 633
Pipelines Trans-Nord Inc.	30	29	847	9 546
Groupe 2 - Gaz et pétrole				
Total	S.O.	S.O.	3 666	S.O.

(a) Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement.
(b) Le groupe 1 comprend les dix plus grandes sociétés pipelinières; les données financières les concernant sont fondées sur leurs propres estimations préliminaires. Le groupe 2 comprend les 43 sociétés pipelinières restantes, qui sont réglementées en fonction de plaintes et pour lesquelles on ne dispose pas de données financières.

Activités de l'office

Audiences, enquêtes et examens

En 1991, l'Office a tenu huit audiences orales d'une durée totale de cinquante jours, notamment à Vancouver, Fort Nelson, Calgary, Niagara Falls et Ottawa. L'Office a aussi tenu quatre audiences par voies de mémoires.

Voici le résumé des principales questions traitées en 1991 à la suite des audiences publiques, des enquêtes et des examens. Les décisions ont été publiées ou sont attendues.

Exportations de gaz naturel

Demandes d'exportation approuvées dans le cadre de l'audience GH-5-89

Au cours de l'audience GH-5-89, l'Office a examiné 15 demandes d'exportations de gaz naturel. En avril 1991, l'Office a approuvé les exportations suivantes :

Canadian Occidental Petroleum Limited - une licence autorisant l'exportation de quelque 433 400 mètres cubes (15,3 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à Niagara Falls (Ontario), jusqu'au 31 octobre 2006. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située près de Old Bethage, New York.

Encogen Four Partners, Limited Partnership - une licence autorisant l'exportation de quelque 424 900 mètres cubes (15 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à Niagara Falls (Ontario), sur une période de 15 ans. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située à Buffalo, New York.

Esso Ressources Canada Limitée - une licence autorisant l'exportation de quelque 991 500 mètres cubes (35 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à Iroquois (Ontario), jusqu'au 31 octobre 2006. Le gaz approvisionnera le réseau de la Boston Gas Company qui le distribuera à ses clients de Boston et de 73 autres villes et municipalités dans l'est du Massachusetts.

FSC Resources Limited - une licence autorisant l'exportation de quelque 453 000 mètres cubes (16 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à Niagara Falls (Ontario), jusqu'au 31 octobre 2006. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située dans le nord-est de la Pennsylvanie.

Fulton Cogeneration Associates - une licence autorisant l'exportation de quelque 326 200 mètres cubes (11,5 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour entre le 1er novembre 1991 et le 31 octobre 2001, puis l'exportation de quelque 160 000 mètres cubes (5,7 millions de pieds cubes) de gaz naturel par

jour du 1er novembre 2001 au 31 octobre 2005. Les exportations se feront à Chippawa (Ontario). Le gaz alimentera une centrale de cogénération située à Fulton, New York.

Indeck Gas Supply Corporation - deux licences autorisant l'exportation de gaz naturel. La première autorise **Indeck** à exporter quelque 459 000 mètres cubes (16,3 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située à Corinth, New York. La deuxième licence autorise **Indeck** à exporter quelque 210 000 mètres cubes (7,5 millions de pieds cubes) de gaz naturel dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située à Ilion, New York. Les exportations en vertu des deux licences se feront à Chippawa (Ontario).

Kamine/Besicorp Carthage, Limited Partnership - une licence autorisant l'exportation de quelque 402 250 mètres cubes (14,2 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Iroquois (Ontario) jusqu'au 31 octobre 2006. Le gaz alimentera une centrale de cogénération à Carthage (New York).

Kamine/Besicorp South Glens Falls, Limited Partnership - une licence autorisant l'exportation de quelque 402 250 mètres cubes (14,2 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour (Ontario) jusqu'au 31 octobre 2006, depuis Iroquois. Le gaz alimentera une centrale de cogénération à South Glenns Falls (New York).

New England Power Company - une licence autorisant l'exportation de quelque 1 700 000 mètres cubes (60 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Iroquois (Ontario) dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans. La **New England Power Company** et ses entreprises affiliées se serviront de ce gaz pour générer de l'électricité et remplacer notamment le mazout de la centrale de Brayton Point à Somerset (Massachusetts), et alimenter trois centrales électriques de Providence (Rhode Island).

Pawtucket Power Associates, Limited Partnership - une licence autorisant l'exportation de quelque 362 000 mètres cubes (12,8 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Iroquois (Ontario) jusqu'au 31 octobre 2006. Le gaz alimentera une centrale de cogénération située près de Pawtucket (Rhode Island).

ProGas Limited - une licence autorisant l'exportation de quelque 708 200 mètres cubes (25 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Iroquois (Ontario) dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans. Le gaz alimentera une centrale de cogénération à Springfield (Massachusetts).

Selkirk Cogen Partners, Limited Partnership - une licence autorisant l'exportation de quelque 651 500 mètres cubes (23 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Iroquois (Ontario) dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans et 9 mois. Le gaz alimentera une centrale de cogénération à Selkirk (New York).

Unigas Corporation - une licence autorisant l'exportation de quelque 453 200 mètres cubes (16 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Chippawa (Ontario) dès la première livraison pour continuer pendant 10 ans. Le gaz approvisionnera le réseau de la société **Rochester Gas and Electric Corporation** qui dessert en gaz et électricité Rochester et les comtés environnants dans l'ouest de l'État de New York.

Western Gas Marketing Limited - une licence autorisant l'exportation de quelque 283 200 mètres cubes (10 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Niagara Falls (Ontario) dès la première livraison pour continuer pendant 15 ans. Le gaz approvisionnera le réseau de la société de distribution locale **Elizabethtown Gas Company** qui dessert sa clientèle dans le centre et le nord-ouest du New Jersey.

(Pour de plus amples renseignements, voir **TransCanada PipeLines Limited – Installations pour 1991 et 1992 et licences d'exportation de gaz connexes – GH–5–89** à la section *Installations pipelinières* à la page 25).

Esso Ressources Canada Ltée; Ressources Gulf Canada Ltée, Shell Canada Ltée – Licences – GH-10-88

En octobre 1989, l'Office a délivré des licences à **Esso, Gulf** et **Shell** les autorisant à exporter du gaz naturel du delta du Mackenzie.

Le 8 février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé des précisions quant à la façon dont l'Office s'était conformé ou allait se conformer au Décret sur les lignes directrices visant le *Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* (Décret PEEE) dans sa prise de décision de délivrer des licences à **Esso, Gulf** et **Shell.** Conformément au décret précité, l'Office a décidé d'examiner les demandes en cause dans l'optique de l'environnement et a tenu une audience par voie de mémoires. Le 15 février 1990, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience GHW-2-90, par laquelle il invitait les parties intéressées à lui présenter leurs commentaires.

L'Office examine actuellement les mémoires qui lui sont parvenus. Il compte rendre sa décision à ce sujet en 1992.

Dartmouth Power Associates, Limited Partnership - Exportation de gaz naturel - GH-9-90

L'Office a approuvé une demande de la société **Dartmouth Power** et lui a délivré une licence l'autorisant à exporter quelque 400 900 mètres cubes (11,4 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis les environs d'Iroquois (Ontario) sur une période de 15 ans à compter du 1er novembre 1992. Le gaz alimentera une nouvelle centrale électrique indépendante à Dartmouth (Massachusetts).

La société **Dartmouth** a demandé une licence d'une durée de 20 ans l'autorisant à exporter quelque 2,9 milliards de mètres cubes (103,4 milliards de pieds cubes) de gaz naturel. L'Office a approuvé une licence de 15 ans visant quelque 2,2 milliards de mètres cubes (77,5 milliards de pieds cubes) au lieu de 10 ans car la preuve, soumise par la **Dartmouth** concernant l'approvisionnement et la nécessité commerciale justifiant une durée de licence de 20 ans, n'a pas satisfait l'Office.

L'Office a tenu une audience publique les 19 et 20 février 1991 à Ottawa pour examiner la demande.

L'Office a aussi effectué un examen environnemental dans le cadre de la demande.

L&J Energy Systems, Inc. - Modification de la licence GL-148 - GH-2-91

L'Office a approuvé une demande de **L&J Energy** visant à modifier sa licence d'exportation de gaz naturel GL-148 afin de la proroger pour trois ans et de porter la quantité autorisée de 1 456 millions de mètres cubes (51,4 milliards de pieds cubes) à 1 815 millions de mètres cubes (64,1 milliards de pieds cubes).

La demande a été examinée au cours d'une audience à Ottawa, le 7 mai 1991.

L'Office a aussi effectué un examen environnemental dans le cadre de la demande.

Demandes diverses de licences d'exportation de gaz – GH-3-91

L'Office a tenu une audience publique les 25, 26 et 27 juin 1991 à Calgary pour examiner des demandes de licences d'exportation de gaz naturel présentées par les sociétés suivantes :

Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Mobil Oil Canada, Ltd.
North Canadian Marketing Inc. et East Georgia Cogeneration (Vermont) Limited Partnership
ProGas Limited
Shell Canada Limitée
Unigas Corporation
Western Gas Marketing Limited
Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de Northern Minnesota Utilities, division de Utilicorp United Inc.

La société **Amoco** a demandé une licence l'autorisant à exporter 424 900 mètres cubes (15 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Northern States**

Power Company (Wisconsin), entre le 1er novembre 1992 et le 31 octobre 2002. La **Northern States** dessert des marchés de l'ouest du Wisconsin et de la péninsule supérieure du Michigan.

La société **Canadian Occidental** a demandé une licence l'autorisant à exporter 212 500 mètres cubes (7,5 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Northern States**, du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2002.

La société **Mobil** a demandé une licence l'autorisant à exporter 563 500 mètres cubes (20 millions de pieds cubes) de gaz naturel à la **Northern Natural Gas Company,** une division d'**Enron Corp** à partir de la date d'approbation par le gouverneur en conseil jusqu'au 31 octobre 2000. La **Northern Natural** est une société pipelinière inter-États qui dessert surtout des entreprises locales de distribution en Illinois, en Iowa, au Michigan, au Minnesota, au Dakota du Sud et au Wisconsin.

Le groupe **North Canadian/East Georgia Cogeneration** a demandé une licence l'autorisant à exporter 192 500 mètres cubes (6,8 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour, du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2012. **L'East Georgia Cogeneration** utiliserait le gaz dans une centrale de cogénération qui doit être construite à East Georgia (Vermont).

La société **ProGas** a déposé deux demandes de licences d'exportation de gaz naturel aux États-Unis. Une demande visait une licence d'exportation de 339 900 mètres cubes (12 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Lockport Energy Associates, L.P.**, du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2007. La Lockport utilisera le gaz pour alimenter une centrale de cogénération qui doit être construite à Lockport (New York). L'autre demande visait une licence d'exportation de 212 500 mètres cubes (7,5 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Northern States**, du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2002.

La société **Shell** a demandé deux licences d'exportation de gaz naturel, pour une durée de 15 ans, au Midwest américain du 1er novembre 1991 au 31octobre 2006. La première demande visait l'exportation de 580 700 mètres cubes (20,5 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Salmon Resources Ltd.** aux fins de revente à la **Midwest Gas, A Division of Iowa Public Service Company**. La **Midwest Gas** est une société de services publics desser-vant sa clientèle au Minnesota, en Iowa, au Dakota du Sud et au Nebraska. L'autre licence demandée visait l'exportation de 277 600 mètres cubes (9,8 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Salmon Resources** aux fins de revente à l'**Enron Gas Marketing, Inc**.

La société **Unigas** a demandé une licence d'exportation de 2 820 000 mètres cubes (100 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Northern Natural** du 1er novembre 1991 au 1er novembre 2001.

La société **Western Gas Marketing Limited** a demandé les trois licences suivantes d'exportation de gaz naturel à la **Northern Natural :**

- 1 345 600 mètres cubes (47, 5 millions de pieds cubes) par jour à compter du premier jour du premier mois civil entier suivant l'approbation par le gouverneur en conseil, jusqu'au 31 octobre 2001;

- 1 416 400 mètres cubes (50 millions de pieds cubes) par jour à compter du premier jour du premier mois civil entier suivant l'approbation par le gouverneur en conseil, jusqu'au 31 mars 1996;

- 708 200 mètres cubes (25 millions de pieds cubes) par jour à compter du premier jour du premier mois civil entier suivant l'approbation par le gouverneur en conseil, jusqu'au 31 octobre 2001.

La société **Western Gas** a aussi déposé deux demandes de licences supplémentaires d'exportation de gaz naturel aux États-Unis. La première visait l'exportation de 283 300 mètres cubes (10 millions de pieds cubes) par jour à la **Northern Minnesota Utilities** du 1er novembre 1991 au 1er mai 2001. La **Northern Minnesota Utilities** est un service public desservant 46 collectivités dans le nord du Minnesota. La seconde demande visait l'exportation de 906 500 mètres cubes (32 millions de pieds cubes) par jour à la **Vermont Gas Systems, Inc.**, du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2006. La **Vermont Gas Systems** est une société de transport et de distribution desservant des clients du nord-ouest du Vermont.

La société **Western Gas à titre d'agent de la Northern Minnesota Utilities** a aussi demandé l'autorisation d'exporter 1 059 500 mètres cubes (37,4 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à la **Northern Minnesota Utilities** du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2002. Le gaz serait exporté depuis Sprague (Manitoba), et un certain volume serait ultérieurement importé à Rainy River (Ontario), puis livré à Fort Frances (Ontario) aux fins de réexportation. Le gaz sera livré à des clients de l'ouest du Minnesota et à la **Boise Cascade** à International Falls (Minnesota).

L'Office a procédé à un examen environnemental des exportations proposées par voie de mémoires.

L'Office entend publier ses Motifs de décision en février 1992.

North Canadian Oils Ltd. et Poco Petroleums Ltd. - Exportation de gaz naturel - GH-7-90

L'Office a tenu une audience les 23 et 24 octobre 1990 à Vancouver au sujet d'une demande de la **North Canadian Oils** et de deux demandes de la Poco, visant des licences d'exportation de gaz naturel.

La société **North Canadian Oils** proposait d'exporter jusqu'à 198 100 mètres cubes (7 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Emerson (Manitoba), sur 15 ans à compter du 1er janvier 1991. Le gaz serait vendu à l'**Ada Cogeneration Limited Partnership** pour alimenter sa centrale de cogénération à Ada (Michigan).

À la lumière de l'information reçue de la société **North Canadian Oils** concernant une modification possible des arrangements pris en matière d'approvisionnement pour le projet Ada, l'Office a décidé le 14 janvier 1991 de suspendre ses délibérations au sujet de cette demande en attendant que les dispositions définitives soient prises. Il a enjoint à la **North Canadian Oils** de l'informer de la conclusion de l'entente avec la société Ada et avec tout autre fournisseur du projet, de lui faire parvenir des copies des ententes et de les signifier à toutes les parties intéressées. L'Office a l'intention d'émettre de nouvelles directives quant à la procédure à suivre et de réouvrir l'audience afin d'examiner cette nouvelle information une fois que les dispositions auront été prises.

En décembre 1991, l'Office a approuvé deux licences délivrées à la société **Poco.**

La première licence, qui entrera en vigueur dès l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 31 octobre 1999, autorise la **Poco** à exporter quelque 424 900 mètres cubes (15 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Huntingdon (Colombie-Britannique). La société **Washington Natural Gas Company** distribuera ce gaz localement à ses clients résidentiels, commerciaux et PME industrielles dans la région de Puget Sound (Washington).

La deuxième licence, qui entrera en vigueur dès l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 31 octobre 1999, autorise la **Poco** à exporter quelque 566 600 mètres cubes (20 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour depuis Huntingdon (Colombie-Britannique). Le gaz sera vendu à la société **IGI Resources, Inc.**, qui le revendra à l'**Intermountain Gas Company** et à la **C.P. National Corporation**. L'**Intermountain** est une société de distribution locale qui dessert ses clients résidentiels, commerciaux et industriels dans le sud de l'Idaho. La société **C.P. National** est une entreprise de distribution locale qui dessert ses clients résidentiels, commerciaux et industriels dans les États de l'Orégon, de Californie et du Nevada.

L'Association pétrolière du Canada – Examen de la licence GL-111

Dans une demande du 29 mai, l'**Association pétrolière du Canada** a demandé à l'Office de réviser sa décision relative à la GH-5-88 concernant la délivrance de la licence d'exportation de gaz GL-111 délivrée à l'**Alberta and Southern Gas Co. Ltd.** Celle-ci détient actuellement la licence GL-99 qui expire le 31 octobre 1994. La licence GL-111 commence le 1er novembre 1994 et autorise l'Alberta and Southern à exporter jusqu'à 116,4 milliards de mètres cubes (4,1 billions de pieds cubes) de gaz naturel entre le 1er novembre 1994 et le 31 octobre 2005.

Dans sa demande, l'**APC** déclarait entre autres que les mesures prises présentement par la **CPUC** pour mettre en oeuvre un courtage de capacité pour le réseau de gazoducs de **Pacific Gas Transmission Company** ne sont pas conformes à la décision de l'Office relative à la GH-5-88; en effet, selon l'**APC** ces mesures «auraient pour effet d'abroger les engagements contractuels librement négociés sur lesquels se fondait la GH-5-88, seraient contraires à la preuve que l'Office avait reconnue pour rendre sa décision, et seraient contraires aux principes de la politique énergétique du Canada et des États-Unis qui constituent les fondements de cette décision».

L'**APC** a modifié sa demande initiale le 27 novembre 1991 à la suite d'une décision prise par la **CPUC** le 6 novembre qui ordonnait à **Pacific Gas and Electric Company** de convertir son service de vente de gaz au réseau de **Pacific Gas Transmission** en service de transport et donc de faire le courtage d'une portion de cette capacité. L'**APC** a déclaré qu'en fait cette décision ordonne à la **Pacific Gas and Electric Company** de mettre fin à tous les contrats conclus avec les producteurs albertains avant octobre 1992.

Dans la modification de sa demande initiale, l'**APC** demandait à l'Office de modifier immédiatement toutes les ordonnances d'exportation à court terme et d'ajouter une condition interdisant les livraisons au réseau de gazoducs de **Pacific Gas Transmission** de tout gaz canadien destiné au marché californien qui n'est pas du gaz faisant actuellement l'objet de contrat conclu par l'**Alberta and Southern** aux fins de vente à **Pacific Gas Transmission.** L'**APC** a ajouté que ladite condition devrait demeurer en vigueur jusqu'à ce que l'Office ait tenu une audience, soit arrivé à une conclusion et ait rendu sa décision relativement à cette demande.

L'Office a décidé en décembre de tenir une audience publique commençant en février 1992 sur la question de l'exportation de gaz vers la Californie. L'Office a aussi décidé de mener immédiatement une audience par voie de mémoires relativement aux mesures provisoires concernant les ordonnances d'exportation de gaz et l'accès, aux fins de transport, au réseau de gazoducs de l'**Alberta Natural Gas Co. Ltd**. pour ce qui est du mouvement du gaz autorisé vers le marché du nord de la Californie.

Changements proposés à l'application de la méthode axée sur les conditions du marché – GHW-1-91

En août 1991, l'Office a proposé des changements à la manière dont il applique la méthode axée sur les conditions du marché relativement à la délivrance de licences d'exportation de gaz naturel, et a sollicité des commentaires des parties intéressées. Les propositions de l'Office visaient la rationalisation du processus d'audience en s'assurant que les audiences servent à traiter des questions qui se rapportent exclusivement à l'intérêt du public. De surcroît, l'Office a simplifié le fonctionnement de la procédure de règlement des plaintes et a proposé des changements mineurs au processus pré-audience.

Les premiers commentaires des parties intéressées au sujet des propositions de l'Office ont été présentés à la mi-décembre. L'Office entend rendre sa décision au printemps 1992 sur la manière d'appliquer la méthode axée sur les conditions du marché.

Exportations d'électricité

Énergie Nouveau-Brunswick - Deux demandes de renouvellement d'autorisations d'exporter - EW-1-90/EW-2-90

En janvier, l'Office a approuvé deux demandes de la société **Énergie Nouveau-Brunswick** de sept licences destinées à remplacer les licences sur le point d'expirer et de l'autoriser à faire une nouvelle transaction.

L'Office a décidé d'examiner les deux demandes et a sollicité l'opinion des parties intéressées à savoir s'il allait délivrer des permis sans tenir d'audience publique ou recommander que le gouverneur en conseil assujettisse ces demandes à des licences, ce qui nécessiterait des audiences publiques. L'Office a procédé à un examen environnemental de ces demandes.

Deux des autorisations demandées visaient des transferts de transit, par le Nouveau-Brunswick, d'électricité produite aux États-Unis pour consommation aux États-Unis. L'Office a décidé qu'«il n'est pas nécessaire d'assujettir la nature et les circonstances de ces transferts de transit au règlement de l'Office régissant les exportations, actuellement en vigueur».

En vertu des permis délivrés, **Énergie Nouveau-Brunswick** sera autorisée à faire les exportations suivantes :

- jusqu'à 100 mégawatts de puissance garantie et 876 gigawattheures d'énergie garantie durant toute période de 12 mois consécutifs à partir de la centrale de Pointe Lepreau à la **Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company** entre le 1er février 1991 et le 31 octobre 1993, ainsi que 50 mégawatts et 438 gigawattheures d'énergie garantie durant toute période de 12 mois consécutifs entre le 1er novembre 1991 et le 31 octobre 1994;

- jusqu'à 6 482 gigawattheures d'énergie interruptible durant toute période de 12 mois consécutifs à la **Maine Public Service Company** entre le 1er février 1991 et le 31 octobre 2000;

- jusqu'à 400 gigawattheures d'énergie interruptible durant toute période de 12 mois consécutifs à la **Maine Public Service Company** entre le 1er février 1991 et le 31 octobre 2000;

- jusqu'à 50 mégawatts de puissance garantie et 250 gigawattheures d'énergie garantie durant toute période de 12 mois consécutifs que doit transiter la **Maine Public Service Company** par l'État du Maine pour la renvoyer au Nouveau-Brunswick entre le 1er février 1991 et le 31 juillet 2002;

- jusqu'à 179 gigawattheures d'énergie interruptible durant toute période de 12 mois consécutifs à l'**Eastern Maine Electric Cooperative, Inc.** entre le 1er février 1991 et le 31 octobre 2000;

- jusqu'à 23 mégawatts de puissance garantie et 201,48 gigawattheures d'énergie garantie durant toute période de 12 mois consécutifs à l'**Eastern Maine Electric Cooperative, Inc.** entre le 1er février 1991 et le 31 octobre 1993, ainsi que 21,5 mégawatts et 188,34 gigawattheures d'énergie garantie durant toute période de 12 mois consécutifs entre le 1er novembre 1993 et le 31 octobre 1994. Jusqu'à 20 mégawatts de cette puissance proviendront de la centrale thermique d'**Énergie Nouveau-Brunswick,** et le reste, de la centrale de Point Lepreau.

Ontario Hydro - Renouvellement d'autorisations d'exporter - EW-3-90

En avril, l'Office a approuvé une demande d'Ontario Hydro visant le renouvellement de cinq autorisations d'exporter. Ces autorisations renouvelées ont permis au service public de continuer à exporter de la puissance interruptible et de l'électricité garantie, conformément aux ententes en vigueur, aux sociétés suivantes : **The Consumers Power Company, The Detroit Edison Company, General Public Utilities, Minnesota Power,** the **New York Power Pool, Niagara Mohawk Power Corporation,** the **Power Authority of the State of New York,** et **l'État du Vermont.**

Après avoir examiné les mémoires déposés par les diverses parties intéressées, l'Office a délivré quatre permis assortis des conditions demandées par **Ontario Hydro**, et un cinquième visant l'exportation d'énergie interruptible sur une période de trois ans au lieu des 15 ans demandés.

En vertu des permis délivrés, **Ontario Hydro** sera en mesure de faire les exportations suivantes :

- jusqu'à15 000 gigawattheures d'énergie interruptible (dont 10 000 gigawattheures au maximum pourront être produits par des centrales alimentées aux combustibles fossiles) durant toute période de 12 mois consécutifs, aux sociétés suivantes : **Consumers Power, Detroit Edison, Niagara Mohawk, Power Authority of the State of New York, New York Power Pool, Minnesota Power and Light, General Public Utilities** entre le 1er juillet 1991 et le 30 juin 1994;

- jusqu'à 10 000 gigawattheures de puissance et d'énergie en circuit bouclé durant toute période de 12 mois consécutifs entre le 1er janvier 1996 et le 31 décembre 2025 aux fins de renvoi simultané au Canada;

- jusqu'à 112 mégawatts de puissance garantie et1 320 gigawattheures d'énergie garantie à l'**État du Vermont** entre le 1er juillet 1991 et le 31 octobre 1992;

- jusqu'à 3 mégawatts de puissance garantie et d'énergie associée à la **Power Authority of the State of New York** à titre de service frontalier, entre le 1er juillet 1991 et le 30 juin 2021;

- jusqu'à 100 kilowatts de puissance garantie et d'énergie associée, à titre de service frontalier, entre le 15 mai 1991 et le 14 mai 2021.

L'Office a décidé que ses conclusions exposées sans ses Motifs de décision s'appliquaient aussi à l'examen environnemental dans le cadre de la demande. L'Office a conclu que tout effet environnemental et tout effet social connexe aux exportations proposées seraient facilement atténuables et dans les limites prescrites en utilisant les technologies connues.

Régie de l'hydro-électricité du Manitoba - Exportation d'électricité - EW-1-91

L'Office examine une demande de **Manitoba Hydro** visant trois permis d'exportation d'électricité à **Northern States Power Company** et **United Power Association in Minnesota.**

L'Office a demandé aux parties intéressées de lui faire connaître leurs points de vue au sujet de la demande avant qu'il ne décide de délivrer des permis d'exportation ou de recommander au gouverneur en conseil de désigner la demande de **Manitoba Hydro** comme devant faire l'objet d'une licence. Une telle désignation exige la tenue d'une audience.

Un permis vise l'exportation de 200 mégawatts de puissance garantie et de 883 gigawattheures d'énergie garantie par an à **Northern States Power Company** pendant la saison estivale (du 1er mai au 31 octobre) de 1997 à 2016.

Le deuxième permis vise l'exportation de 400 mégawatts de puissance garantie et de 1 766 gigawattheures d'énergie garantie par an à **Northern States Power** durant les périodes estivales entre 1992 et 1994, et de 150 mégawatts de puissance garantie et 663 gigawattheures d'énergie par an entre 1995 et 2014.

Le troisième permis vise l'exportation de 150 mégawatts de puissance garantie et de 663 gigawattheures d'énergie garantie par an à la **United Power Association** durant les saisons estivales entre 1995 et 2014.

Les exportations seront effectuées conformément aux modalités des ententes de diversité saisonnière stipulant le retour de l'électricité à **Hydro-Manitoba** par les acheteurs durant l'hiver. Ces ententes donnent aussi à **Hydro-Manitoba** le droit d'acheter des quantités précises d'énergie de ses clients à l'exportation en cas de manque d'eau, et stipulent que ces importations suffisent aux demandes provinciales et hors province d'engagements fermes.

L'Office procède à un examen environnemental des exportations proposées. Dans sa prise de décision, l'Office tiendra compte de toute information soumise par les parties intéressées quant aux effets que pourront avoir sur l'environnement les exportations proposées.

British Columbia Hydro and Power Authority et British Columbia Power Exchange Corporation (POWEREX) – Exportation d'électricité – EW-2-91

L'Office examine par voie de mémoires une demande de deux permis de six ans présentée par **B.C. Hydro** et **POWEREX** en vue d'exporter de l'électricité dans l'ouest des États-Unis.

L'Office a invité les parties intéressées à exposer leur opinion sur la demande avant qu'il ne détermine de délivrer des permis d'exportation ou de demander au gouverneur en conseil de désigner la demande comme devant être instruite. Une telle désignation nécessiterait la tenue d'une audience publique.

L'un des permis vise l'exportation d'un maximum de 2 300 mégawatts de puissance garantie et d'un maximum de 6 000 gigawattheures d'énergie garantie chaque année, entre le 1er octobre 1991 et le 30 septembre 1997.

Le deuxième permis vise l'exportation d'un maximum de 20 000 gigawattheures d'énergie interruptible moins la quantité exportée, le cas échéant, en vertu du permis d'exportation d'électricité garantie du 1er octobre 1991 au 30 septembre 1997.

L'Office a prorogé jusqu'au 30 septembre 1992 les licences d'exportation délivrées à **B.C. Hydro/POWEREX.** Toute nouvelle autorisation d'exporter que peut délivrer l'Office relativement à cette demande sera en vigueur soit à compter du 1er octobre 1992 soit à compter de la date de délivrance de telles autorisations d'exporter.

L'électricité serait exportée à la **Bonneville Power Administration** et à d'autres clients éventuels qui sont membres du **Western Systems Coordinating Council** et du **Northwest Power Pool.**

Installations pipelinières

TransCanada PipeLines Limited – Installations pour 1991 et 1992 et licences d'exportation de gaz connexes – GH-5-89

En 1990, l'Office a tenu une audience pour instruire une demande de **TransCanada** visant à prolonger son réseau en 1991-1992 et à proroger ses contrats des années 1992-1993 afin de desservir les marchés intérieur et extérieur en expansion. Dans sa demande initiale, **TransCanada** proposait la construction d'un gazoduc de 1 592 km, l'installation de 21 nouveaux compresseurs et de deux nouvelles stations de compression. Exception faite du nouveau tronçon d'Iroquois (Ontario),de 4,5 km, toutes les conduites visées par la demande longent le réseau de **TransCanada** traversant la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario. Ces installations, dont le coût a été finalement estimé à 2,4 milliards de dollars, permettront à **TransCanada** de transporter 19,2 millions de pieds cubes supplémentaires de gaz naturel par jour d'ici à l'automne 1992, jusqu'à des points d'exportation dans l'est du Canada.

Au cours de la même audience, l'Office a étudié 15 demandes d'exportation de gaz liées aux installations demandées. Il a aussi entendu et rejeté des demandes d'**Indeck Gas Supply Corporation** et de **Rochester Gas & Electric Corporation** visant des ordonnances qui enjoindraient **TransCanada** à recevoir, transporter et livrer, en vertu de l'article 71, le gaz naturel des demandeurs.

Pendant l'audience, l'Office a aussi étudié un certain nombre de questions liées aux droits, notamment :

- la méthode tarifaire à appliquer aux installations proposées en matière de dépenses en capital et en coûts d'exploitation de celles-ci;
- le traitement tarifaire approprié des dépassements de coûts de construction;
- le traitement tarifaire des coûts liés aux exploitations sous-exploitées.

Ces questions liées aux droits ainsi que les moyens par lesquels on pourrait évaluer la faisabilité économique des installations proposées, ont été examinées au cours d'une phase distincte de l'audience tenue entre le 28 mai et le 26 septembre 1990.

Le 6 novembre 1990, l'Office a rendu sa décision quant à la méthode de conception des droits et à la faisabilité économique. L'Office a estimé que la méthode de péréquation demeure la plus appropriée et a décidé que toutes les installations approuvées en rapport avec le programme d'expansion de **TransCanada** pour 1991 et 1992 seraient incluses en péréquation dans la base des taux aux fins de l'établissement des droits de la société.

L'Office a aussi décidé d'évaluer la faisabilité économique des installations pipelinières proposées pendant l'instance GH-5-89, en tenant compte des éléments de preuve déposés relativement à tous les facteurs pertinents qui influent sur la probabilité d'un niveau d'utilisation raisonnable des installations pendant leur durée utile et de la probabilité du paiement des frais liés à la demande. L'Office n'a pas retenu d'autres propositions de tests d'évaluation de la faisabilité économique.

Dans le cadre de l'audience GH-5-89, les 15 et 18 octobre 1990, l'Office a examiné la demande de **TransCanada** visant l'approbation préalable de la construction d'un doublement de gazoduc fret 391,4 kilomètres, du prolongement Iroquois de 4,5 kilomètres et le déménagement de deux compresseurs portatifs, pour un coût total de 546 millions de dollars. **TransCanada** a demandé l'approbation préalable de ces installations partielles pour pouvoir construire durant l'hiver 1991-1992, de manière à répondre à ses besoins les plus pressants à compter de novembre 1992. L'Office a approuvé la demande et rendu sa décision le 13 novembre 1990.

En mai 1991, l'Office a approuvé les autres installations proposées par **TransCanada.**

L'Office a aussi approuvé 15 demandes d'exportation de gaz naturel totalisant 45,2 milliards de mètres cubes (1,6 billions de pieds cubes) de diverses durées. (Pour plus de détails au sujet des demandes d'exportation de gaz GH-5-89, consulter la section *Exportations de gaz naturel* à la page 13.)

L'Office a conclu que les installations proposées n'auraient qu'une incidence minime, de nature locale et temporaire, sur l'environnement, à condition que des mesures protectrices soient appliquées.

TransCanada PipeLines Limited - Prolongement de Gananoque - GH-4-90

À l'automne 1990, l'Office a tenu une audience publique à Kingston et à Gananoque (Ontario) pour réexaminer une décision antérieure par laquelle il avait rejeté une demande d'approbation déposée par **TransCanada** visant la construction d'un nouveau gazoduc appelé «prolongement de Gananoque» (GH-1-89).

Le gazoduc se serait étendu sur 25,2 kilomètres depuis la canalisation principale de **TransCanada** à l'est de Kingston vers un point situé sur la frontière internationale à proximité de Wolfe Island, sur le Saint-Laurent. Il aurait transporté du gaz naturel à exporter par **Western Gas Marketing Limited,** agent de **TransCanada,** à **Niagara Mohawk Power Corporation** dans l'État de New York, à compter du 1er novembre 1991.

Le 18 mars 1991, l'Office a rejeté la demande de révision de **TransCanada**. Dans ses motifs de décision publiés le 20 juin, l'Office a conclu que la preuve fournie par **TransCanada** au sujet de plusieurs questions d'ordre environnemental et socio-économique était incomplète et donc peu convaincante. De surcroît, l'Office n'est pas convaincu que **TransCanada** a appliqué de manière assez rigoureuse les critères de sélection du tracé ni que la société a évalué les possibilités d'autres tracés.

Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc. - Installation de stockage de liquides de gaz naturels - GHW-5-90/RH-3-90

Le 30 avril 1990, **Interprovincial** a déposé auprès de l'Office une demande d'approbation de son projet de construction d'une installation de stockage de liquides de gaz naturels contiguë à son terminal d'Edmonton. **Interprovincial** a aussi demandé l'approbation d'une méthode tarifaire pour l'installation proposée. Celle-ci coûterait 18 millions de dollars et comprendrait neuf tronçons de 350 mètres de récipients souterrains en forme de tuyaux et des conduites de remplissage et de pompage reliées, ce qui permettrait aux expéditeurs d'accumuler des liquides de gaz naturel au taux du réseau et par lots dans les quantités nécessaires pour être injectées périodiquement dans le réseau d'**Interprovincial.**

Les futurs expéditeurs qui ont conclu une entente à l'appui de l'installation avec **Interprovincial** ont aussi déposé des demandes auprès de l'Office pour garantir leur accès à l'installation.

L'Office a décidé d'examiner les questions liées à la construction et à l'aménagement de l'installation par voie de mémoires. Une audience orale a eu lieu du 12 au 17 novembre 1990 à Edmonton (Alberta), en vue d'examiner la nécessité des installations proposées, la conception des droits liés à ces dernières, et les demandes des expéditeurs concernant l'accès à celles-ci.

En février 1991, l'Office a approuvé la demande et a publié ses Motifs de décision en avril 1991. L'Office a aussi décidé qu'une conception des droits unique serait appliquée aux installations, en vertu de laquelle tous les coûts seront supportés par les utilisateurs précisés. De plus, l'Office a accordé l'accès non réparti aux installations pour un groupe de neuf expéditeurs possibles qui ont demandé à **Interprovincial** de construire et d'exploiter les installations.

L'Office a aussi mené un examen environnemental du projet visé par la demande.

Wescoast Energy Inc. - Projet pipelinier d'Adsett - GH-6-90

L'Office a tenu une audience publique du 16 au 18 avril à Fort Nelson (Colombie-Britannique) pour instruire une demande de **Westcoast** visant la construction du pipeline d'Adsett.

En juin, l'Office a approuvé la demande.

Le projet portait sur la construction d'un pipeline de 48 kilomètres pour le transport de gaz brut depuis le gisement gazéifère d'Adsett, dans le nord-est de la Colombie-Britannique au gazoduc Klua de **Westcoast**, qui va jusqu'à l'usine de traitement de Fort Nelson. Le coût estimatif des installations s'élevait à 8,3 millions de dollars.

Le gazoduc proposé permettra initialement à **Westcoast** de fournir des services de transport garantis à deux expéditeurs.

L'Office a procédé à l'examen environnemental du projet visé par la demande. Le 11 avril, l'Office a reçu un avis de motion de la **Bande indienne de Prophet River** demandant à l'Office de réexaminer ses conclusions à propos du document d'examen préalable des répercussions environnementales. L'Office a décidé, le 13 mai, qu'il n'avait pas le droit de réexaminer, en vertu du *Décret sur les lignes directrices concernant le PEEE,* les conclusions du document préalable et a donc rejeté la demande de réexamen.

TransCanada Pipelines Limited – Prolongement Blackhorse – GH-1-91

En juillet, l'Office a rejeté une demande de **TransCanada** visant la construction d'un gazoduc du prolongement Blackhorse, dans le sud-ouest de l'Ontario.

TransCanada se proposait de construire un gazoduc de 20,6 kilomètres et des installations connexes qui seraient mis en service le 1er novembre 1991. Le gazoduc devait s'étendre de la canalisation Niagara de **TransCanada** à un point de livraison situé près de Chippawa (Ontario), et coûter 42,3 millions de dollars. Il aurait été raccordé au gazoduc Empire State qui doit desservir le centre et l'ouest de l'État de New York.

L'Office avait rejeté la demande, car il estimait que les marchés que le prolongement devait desservir pourraient être approvisionnés convenablement, à un coût moindre et par des moyens moins nocifs pour l'environnement, par le prolongement de la canalisation Niagara en place. L'Office a donc conclu que les installations proposées n'étaient pas nécessaires.

La demande a été entendue en audience publique entre le 22 avril et le 6 mai 1991 à Niagara Falls et à Ottawa.

L'Office a aussi procédé à un examen environnemental du projet visé par la demande par voie de mémoires, séparément de l'audience.

TransCanada PipeLines Limited, ANR Pipeline Company, Rochester Gas & Electric Corporation et St. Clair Pipelines Limited - Révision du refus signifié à TransCanada au sujet du prolongement de Blackhorse

Le 6 août, **TransCanada, ANR, Rochester Gas & Electric** et **St. Clair Pipelines** ont déposé une demande de révision du refus signifié par l'Office à **TransCanada** au sujet de la construction du prolongement de Blackhorse.

Le 9 août, l'Office a conclu qu'une décision récente de la **Federal Energy Regulatory Commission** des États-Unis constituait un fait nouveau soulevant un doute quant au bien-fondé de la décision de l'Office et que, par conséquent, la révision de la décision était indiquée. Dans sa décision, la **Federal Energy Regulatory Commission** a approuvé la construction du gazoduc Empire State et a rejeté les demandes concurrentes.

L'Office a invité les parties intéressées à déposer leurs commentaires avant le 30 août sur le bien-fondé de la révision de la demande. Les commentaires du demandeur étaient attendus le 16 septembre.

Comme la Cour fédérale a rejeté, le 18 octobre, la décision de l'Office du 9 août de poursuivre la révision (voir *Contentieux* à la page 63), l'Office a décidé le 12 novembre de solliciter les commentaires des parties intéressées quant au bien- fondé d'une révision.

L'Office rendra sa décision quant à la tenue d'une révision en janvier 1992.

TransCanada PipeLines Limited – Installations de 1992-1993 – GH-4-91

L'Office a tenu une audience du 18 au 27 novembre à Calgary pour instruire une demande de **TransCanada** visant à prolonger son réseau de gazoducs dans l'ouest et dans le centre du Canada et à lui permettre de faire face à ses obligations au pays et à l'exportation à compter du 1er novembre 1992.

Le projet visé par la demande de **TransCanada** comprend la construction d'un tronçon de 278,2 kilomètres parallèle à son gazoduc traversant la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario, et le déplacement de trois compresseurs portatifs.

Le coût des nouvelles installations et du déplacement est évalué à 360,4 millions de dollars.

Ce prolongement permettrait à **TransCanada** de fournir 4,424 milliers de mètres cubes (156,2 milliers de pieds cubes) de gaz par jour en service garanti depuis Empress (Alberta), 49 % du volume étant destiné à des clients canadiens de l'est du Canada et 51 % étant destiné à des clients des États-Unis.

Le prolongement proposé du réseau de **TransCanada,** jumelé à l'accroissement de la capacité du gazoduc de l'**Union Gas Limited**, permettrait d'acheminer aussi 1,062 milliers de mètres cubes (37,5 milliers de pieds cubes) par jour en service garanti dans le sud-ouest de l'Ontario, de Sarnia à Niagara Falls.

Pendant l'audience, l'Office a également examiné une demande présentée par **Northland Power** en vue de la délivrance d'une ordonnance enjoignant **TransCanada** de recevoir, de transporter et de livrer le gaz offert à **TransCanada** par **Northern Power** et de fournir les installations voulues à cette fin.

L'Office prévoit de rendre sa décision au sujet de la demande au printemps 1992.

Alberta Natural Gas Company Ltd. - Prolongement du réseau - GHW-2-91

L'Office tient actuellement une audience, par voie de mémoires, au sujet d'une demande de l'**Alberta Natural Gas** visant le prolongement de son réseau de gazoducs en vue d'acheminer des quantités additionnelles de gaz naturel vers des marchés de l'ouest des États-Unis, et notamment dans le sud de la Californie.

Le projet consiste à ajouter et à modifier des compresseurs aux trois stations de compression que possède la société dans le sud de la Colombie- Britannique, au coût de 81,8 millions de dollars.

Le prolongement, jumelé au doublement du gazoduc que propose **Foothills Pipe Lines (South B.C.)**, permettrait à la société **Alberta Natural Gas** d'acheminer 26,4 millions de mètres cubes (932 millions de pieds cubes) de gaz naturel de plus par jour vers la frontière internationale à compter du 1er novembre 1993.

Aux États-Unis, le gaz serait transporté par un prolongement du gazoduc de **Pacific Gas Transmission Company** et de **Pacific Gas and Electric Company** que l'on projette de construire.

À la fin de l'année, la demande était toujours à l'étude.

Droits et tarifs

Westcoast Energy Inc. - Demande visant les droits de 1991 – RH-1-91

En janvier, l'Office a rendu publics ses Motifs de décision au sujet d'une demande visant les droits de **Westcoast** pour l'acheminement du gaz naturel à compter du 1er janvier 1991.

Une audience publique a eu lieu du 10 octobre au 6 novembre 1990 à Vancouver et à Ottawa.

L'Office a approuvé une augmentation de 13,25 à 13,75 % du taux de rendement des actions ordinaires de la société. Westcoast avait demandé un taux de 14,375 %. L'Office a aussi approuvé une demande de la Westcoast pour que le ratio sur les capitaux propres de la société demeure à 35 %.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. – Droits de 1991-1992 – RH-2-90

En février, l'Office a approuvé une demande de **TQM** visant à majorer les droits perçus à compter du 1er janvier 1991 et du 1er janvier 1992.

Une audience publique s'est tenue à Ottawa du 10 au 13 décembre 1990 pour instruire la demande. Les questions autres que le taux de rendement ont été examinées par voie de mémoires avant l'audience publique, et la plaidoirie sur ces questions a été entendue à l'audience.

L'Office a approuvé un droit mensuel de 6,2 millions de dollars pour 1991, soit une augmentation de 7,2 % par rapport au taux mensuel antérieur de 5,776 millions de dollars. Le droit mensuel de 1992 sera de 6,4 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 3 %.

L'Office a aussi décidé que le taux de rendement sur les actions ordinaires de 13,75 % pour un ratio des capitaux propres de 25 % est juste et raisonnable pour les deux années 1991 et 1992. **TQM** avait demandé que le taux de rendement soit établi à 14,5 %.

TransCanada PipeLines Limited – Prolongement de Gananoque – RH-4-90

L'Office a tenu une audience à Ottawa, les 26 et 27 novembre 1990, en vue de déterminer la méthodologie de conception des droits qu'il convient d'appliquer aux coûts associés au projet de TransCanada visant la construction du prolongement de Gananoque. (Voir *Contentieux* à la page 69).

Étant donné que l'Office a rejeté la demande visant la construction du prolongement de Gananoque, l'Office n'a pas publié de décision à ce sujet.

TransCanada PipeLines Limited – Demande relative aux droits – RH-1-91

L'Office a délivré son ordonnance finale sur les droits le 2 août, sa décision le 4 octobre et ses Motifs de décision le 30 décembre 1991 au sujet d'une demande de **TransCanada** relative aux nouveaux droits que celle-ci peut exiger à compter du 1er janvier 1991.

Dans son ordonnance du 2 août, l'Office a approuvé les nouveaux droits que la société peut exiger à compter du 1er juillet 1991 pour l'acheminement de gaz naturel vers les marchés du Canada et des États-Unis.

Dans sa décision du 4 octobre, l'Office a approuvé, pour 1991, des besoins en recettes de 1,20 milliard de dollars, alors que les prévisions de la **TransCanada** s'établissaient à 1,22 milliard. Pour 1990, l'Office avait approuvé des besoins en recettes de 934 millions de dollars.

L'Office a également approuvé un taux de rendement de 13,5 % sur les actions ordinaires, alors que **TransCanada** avait demandé que le taux de rendement passe de 13,25 % à 14,25 %.

En ce qui a trait à l'inclusion des coûts de déménagement de **TransCanada** à Calgary dans le calcul des besoins en recettes de la société, l'Office a décidé de soustraire environ 3,6 millions de dollars du total visé par la demande et d'autoriser TransCanada à recouvrer dans ses droits le montant approuvé de 43,7 millions de dollars sur une période de deux ans se terminant le 31 décembre 1992.

L'Office a également statué sur d'autres questions étudiées dans le cadre des audiences publiques qui ont eu lieu à Calgary et à Ottawa entre le 14 mai et le 18 juillet.

Compagnie Pipeline Interprovincial Inc. – Demande relative aux droits – RH-2-91

Le 2 décembre, l'Office a entamé une audience publique à Calgary pour instruire une demande d'**Interprovincial** visant à majorer les droits qu'elle peut exiger, à compter du 1er janvier 1992, pour le transport de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits pétroliers depuis l'Alberta vers les marchés de l'Ontario et du Québec.

Interprovincial réclame une majoration moyenne de 12 % des droits en vigueur. Elle demande aussi une augmentation de 10,9 % de ses besoins en

recettes nettes qui passeraient à 348 millions de dollars, et une augmentation de son taux de rendement de 13,25 % à 13,5 %.

Interprovincial a aussi demandé que le ratio présumé de son capital-action ordinaire de 40 % soit relevé à 42,5 %.

Parmi les points que l'Office examinera durant l'audience, on note le traitement des coûts et la méthodologie de conception des droits pour le tronçon Sarnia-Montréal, tant dans le cas actuel d'inutilisation que dans le cas de renversement de l'oléoduc pour permettre d'acheminer du pétrole brut dans le sens contraire, soit d'est en ouest.

Le 28 novembre, **Interprovincial** a demandé l'autorisation d'augmenter provisoirement ses droits de 12 % en moyenne par rapport à ceux qu'elle exige à présent. Le 13 décembre, l'Office a accepté que la société augmente provisoirement ses droits actuels de 9 % en moyenne.

Autres activités

Gaz naturel

En 1991, l'Office a délivré 107 ordonnances d'exportation et d'importation à court terme de gaz naturel. Il a également approuvé 16 nouvelles licences et 14 modifications de licences. (Voir l'*annexe C4*)

Au cours de l'année, l'Office a veillé à ce que les transactions d'exportation de gaz naturel soient conformes aux modalités des licences et aux dispositions contractuelles approuvées. Il a rassemblé et publié des données mensuelles sur les prix d'exportation et sur les ventes, ainsi que sur les coûts de transport.

Ces données mensuelles ont permis à un comité de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des provinces productrices d'évaluer les prix à l'exportation par rapport aux prix intérieurs.

Propane et butanes

En 1991, l'Office a continué de surveiller les exportations de propane et de butanes. Dans ce contexte, il a rendu 50 ordonnances d'exportation de propane et 42 ordonnances d'exportation de butanes. En vertu de celles-ci, les sociétés remettent à l'Office des données mensuelles sur les exportations, notamment sur les prix et les quantités. De surcroît, elles lui fournissent des informations sur leur approvisionnement et sur la destination des produits. Ces données sont analysées, et des rapports globaux sont diffusés à l'industrie et aux parties intéressées.

Éthane

Aux fins de la réglementation des exportations, l'éthane est soumis aux mêmes critères que le gaz naturel. L'Office n'a rendu qu'une ordonnance d'exportation d'éthane en 1991.

Pétrole

En 1991, l'Office a rendu 122 ordonnances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers. L'Office reçoit chaque mois des données de l'industrie sur les volumes et les prix de ces exportations. Les statistiques sont compilées et analysées, et les rapports globaux sont diffusés mensuellement à l'industrie et aux parties intéressées.

Électricité

En 1991, l'Office a continué de surveiller les exportations d'électricité afin de s'assurer que les transactions sont conformes aux modalités des licences, des

permis et des ordonnances. Il a délivré 17 permis d'exportation, mais il a révoqué neuf ordonnances et trois permis. Il a aussi modifié les conditions de quatre licences, de trois ordonnances et d'un certificat applicable à une ligne de transport d'électricité.

Dans le cadre de ses activités de surveillance, l'Office reçoit des données sur les quantités exportées et les recettes de chaque exportateur; il les compile en un rapport mensuel à l'intention des sociétés exportatrices, des ministères et d'autres parties intéressées. Le rapport mensuel renferme aussi des données sur les quantités importées et leur coût.

Commerce interprovincial de l'électricité

L'Office a terminé son étude, entreprise à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, dans laquelle il a déterminé et examiné les mesures qui pourraient être prises pour :

- améliorer le commerce interprovincial de l'électricité;
- favoriser la collaboration entre les services publics d'électricité;
- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité disponible de transport d'une province à l'autre pour le transport de transit. (On entend par transport de transit l'acheminement d'électricité appartenant à un service au moyen des circuits d'un autre service pour livraison soit à une tierce partie soit au réseau du service d'origine.)

L'Office poursuit son étude selon deux grands axes : la coopération inter-services d'une part, et le transport de transit et l'accès aux lignes de transport d'autre part. Durant l'année, l'Office a rédigé plusieurs rapports afin de promouvoir une meilleure compréhension des caractéristiques des problèmes et des graves enjeux qui en découlent. Les gouvernements et les services publics des provinces ont commenté et examiné ces rapports. Dans le contexte des consultations, l'Office entend solliciter les commentaires des parties intéressées au sujet des résultats de son enquête préliminaire.

Autres activités du secteur de l'électricité

Durant l'année, l'Office a continué d'informer le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources sur la situation des exportations d'électricité. Il a aussi poursuivi ses consultations et sa collaboration avec d'autres ministères et avec des groupes industriels qui coordonnent, au Canada et aux États-Unis, l'exploitation des services publics d'électricité.

L'Office a fourni une aide technique au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport à courant continu de haute tension de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba.

Activités pipelinières

L'Office réglemente un total de 53 sociétés pipelinières de gaz naturel, de pétrole et de produits pétroliers. On trouve aux *Figures 1* et *2* la configuration de leurs réseaux.

Toute nouvelle installation pipelinière relevant de l'Office doit être autorisée par ce dernier avant d'être construite et d'entrer en service. L'Office est chargé de surveiller la construction pour garantir le respect de ses règlements sur la sécurité et sur l'environnement ainsi que des modalités de ses ordonnances ou certificats d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation afin de garantir que les payeurs de droits reçoivent des services économiques. Des certificats sont délivrés à l'égard des nouveaux pipelines de plus de 40 kilomètres de long, si l'Office les approuve après avoir tenu une audience publique, conformément aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Tous les certificats sont assujettis à l'approbation du gouverneur en conseil. On trouve aux *annexes B (pétrole)* et *C (gaz)* la liste des ordonnances et des certificats de construction de nouvelles installations pipelinières.

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* est entré en vigueur le 1er septembre 1988. Les modifications proposées à ce règlement seront transmises à l'industrie en 1992 afin de recueillir les commentaires de celle-ci. Elles refléteront les conclusions tirées des entretiens de l'Office avec le Comité de l'industrie pipelinière canadienne au sujet de l'enquête menée sur l'accident pipelinier survenu en 1985 près de Camrose, en Alberta. En outre, les modifications proposées comprendront des renvois aux nouvelles versions de normes sur les pipelines de l'**Association canadienne de normalisation (ACNOR)** qui ont été modifiées en fonction de certaines recommandations faites à la suite des rencontres Office-industrie au sujet de l'accident de Camrose.

L'Office continue de s'inspirer des normes de l'**ACNOR** pour établir les exigences techniques applicables à la conception, à la construction et à l'exploitation des oléoducs et des gazoducs relevant de sa compétence. En conséquence, il s'est engagé à participer encore activement aux activités d'élaboration de normes de l'**ACNOR**..

Surveillance de la conformité, vérifications et inspections

L'Office continue de surveiller la conformité aux dispositions du *Règlement sur les pipelines terrestres* au moyen d'inspections de construction des nouvelles installations et de vérifications des documents et le contrôle de la sécurité des installations exploitées. Dans le cadre de ses fonctions d'inspection des activités de construction et de vérification de la sécurité, l'Office surveille l'ensemble de la conformité aux dispositions de la *Partie II* du *Code canadien du travail*.

Figure 1

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie - pétrole et produits pétroliers

1. Aurora Pipe Line Company
2. Cochin Pipe Lines Ltd.
3. Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Ltd.
4. Dome NGL Pipeline Ltd.
5. Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Limitée
6. Esso Ressources Canada Limitée
7. Husky Border Pipelines Ltd.
8. Pipeline Interprovincial Inc.
9. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
10. Manito Pipelines Ltd.
11. Les Pipe-Lines Montréal Limitée
12. Mont Resources Limited
13. Murphy Oil Company Ltd.
14. Northwest Transmission Company Limited
15. Petroleum Transmission Company
16. Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
17. Shell Canada Products Limited
18. Sun Pipe Line Company
19. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
20. Pipelines Trans-Nord Inc.
21. Wascana Pipe Line Ltd.
22. Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.
23. Windsor Storage Facility Joint Venture
24. Yukon Pipelines Limited

L'Administration du pipeline du Nord

En 1991, l'**Administration du pipeline du Nord** a encore demandé des conseils techniques à l'Office de façon à bien s'acquitter des responsabilités qui lui sont dévolues par la *Loi sur le pipe-line du Nord*. L'Office a fourni son aide technique pendant la construction de deux stations de compression en Alberta, sur le tronçon est du réseau de gazoducs de **Foothills Pipe Lines Ltd.**, ainsi que durant l'examen de la proposition de cette société visant l'accroissement de la capacité de son tronçon ouest en ajoutant 78 kilomètres de tuyaux dans le sud de la Colombie-Britannique.

Accidents pipeliniers

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents causant des blessures ou des décès, sur tous les cas de défaillance d'un pipeline (comme les fuites, les ruptures, les incendies ou les explosions), ou sur tout autre incident mettant hors de service un pipeline relevant de sa compétence. Les enquêtes sur les accidents ou les enquêtes publiques sont menées afin d'établir s'il y a eu violation des règlements de l'Office au moment de l'accident, ou si ces derniers devraient être remaniés à la suite de celui-ci. Les rapports et enquêtes sont pris en considération au moment de la révision des normes de sécurité et d'exploitation des pipelines et des exigences réglementaires.

Si un pipeline est endommagé, l'Office s'assure que des mesures sont prises pour protéger le public et les biens, limiter les déversements d'hydrocarbures, réparer le pipeline et rétablir le service dès que possible. Il continue ensuite de surveiller les lieux afin de s'assurer de l'efficacité du programme de la société relativement à la remise en état de l'environnement.

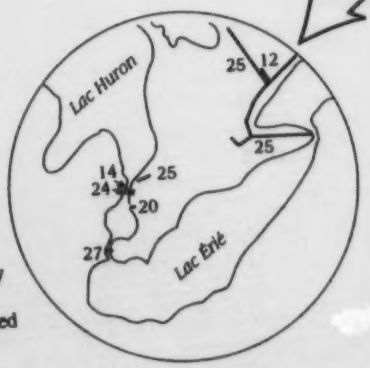
En 1991, l'Office a fait plusieurs inspections sur les lieux d'incidents pipeliniers afin de surveiller la mise en oeuvre des méthodes d'intervention d'urgence, ainsi que des mesures de sécurité et de protection de l'environnement.

Le *tableau 2* donne les causes des accidents survenus au cours des cinq dernières années.

Outre les 49 incidents (y compris un décès) signalés au *Tableau 2*, 341 accidents du travail mineurs se sont produits en 1991. L'Office examine ses exigences en matière de rapports pour que ceux-ci portent sur les blessures graves. Pour le moment, toute blessure soignée à l'hôpital doit être signalée. Dans de nombreux endroits toutefois, les établissements de soins médicaux les plus proches sont des hôpitaux où mêmes les blessures les plus anodines sont soignées, ce qui entraîne de multiples rapports d'accidents déposés auprès de l'Office.

Figure 2

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie – gaz naturel



1. Alberta Natural Gas Company Ltd
2. Amerada Hess Canada Ltd.
3. Compagnie des Pétroles Amoco Limitée (inactif)
4. Ressources Amoco Canada Limitée (inactif)
5. Bonanza Oil and Gas Ltd.
6. Bow Valley Industries Ltd.
7. B.P. Resources Canada Limited
8. Canadian Hunter Exploration Ltd.
9. Canadian-Montana Pipe Line Company
10. Centra Transmission Holdings Inc.
11. Champion Pipe Line Corporation Limited
12. Consumers' Gas (Canada) Limited
13. Foothills Pipe Lines Ltd.
14. Genesis Pipeline Canada Ltd.
15. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
16. Mid-Continent Pipelines Limited
17. Minell Pipeline Ltd.
18. Murphy Oil Company Ltd.
19. Niagara Gas Transmission Limited
    (a) Croisement de la rivière Ottawa
    (b) Croisement du fleuve Saint-Laurent
20. Novacorp International Pipelines Ltd. (titulaire d'un certificat)
21. Peace River Transmission Company Limited
22. Poco Petroleums Ltd.
23. SCL Quebec Pipeline Inc.
24. St. Clair Pipelines Ltd.
25. TransCanada PipeLines Limited
26. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
27. Union Gas Limited
28. Westcoast Energy Inc.
*29. Embranchement Dempster (Corridor) de Foothills
30. 167496 Canada Ltd.

* *Proposés*

Tableau 2

Causes des accidents pipeliniers survenus de 1987 à 1991

	1987	1988	1989	1990	1991
Soudures défectueuses	3	3	5	0	3
Défaillances matérielles	4	7	12	12	16
Dommages par tiers	8	6	2	5	9
Corrosion	8	4	3	1	2
Divers[a]	15	18	26	29	19
Total	38	38	48	47	49

(a) Comprend les accidents de construction et de travail, les erreurs humaines, les glissements de terrain et autres causes diverses.

La *Loi constituant le Bureau d'enquête sur les accidents de transport* est entrée en vigueur le 29 mars 1990. Cette loi crée un nouveau bureau ayant pour mandat de mener des investigations indépendantes et des enquêtes publiques jugées nécessaires pour tout accident touchant un pipeline relevant de sa compétence. Le Bureau d'enquête a préséance sur l'Office national de l'énergie en ce qui a trait aux enquêtes sur les causes et les facteurs d'accidents liés à l'exploitation d'un pipeline.

Le Bureau d'enquête sur les accidents de transport et l'Office rédigent un protocole d'entente sur leurs rôles respectifs dans les enquêtes futures sur les accidents.

Approbations et construction

En 1991, l'Office a tenu des audiences publiques pour examiner les demandes de construction de nouvelles installations pour instruire les demandes de construction de nouvelles installations présentées par **TransCanada PipeLines Limited, Westcoast Energy Inc.** et **Compagnie Pipeline Interprovincial**. On trouve les détails de ces instances au chapitre des *Audiences, enquêtes et examens*, à la page 13.

En 1991, **TransCanada** a construit 799,8 kilomètres de gazoducs et a ajouté trois nouveaux compresseurs à son réseau.

Westcoast Energy Inc. a construit un doublement de 77 kilomètres le long de sa canalisation principale (Fort Nelson et canalisation principale du sud), et a terminé deux nouveaux pipelines, soit celui de Klua (33,5 kilomètres) et de Hossitl (45 kilomètres). Ce dernier a été autorisé par l'Office à la fin de 1990. L'agrandissement de l'installation McMahon, que l'Office avait aussi approuvé en 1990, a été terminé en 1991. **Westcoast** va présenter une nouvelle demande

au début de 1992 visant la station de comptage McMahon, qui faisait initialement partie du projet d'agrandissement. L'Office a aussi autorisé l'achat, par **Westcoast**, d'une partie de la raffinerie de **Petro-Canada Inc.** contiguë à l'usine McMahon.

Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc., a reçu l'autorisation de construire des installations de terminal et de stockage à Hardisty (Alberta).

Durant l'année, l'Office a aussi rendu 63 ordonnances visant la construction de nouvelles installations pipelinières totalisant 381 millions de dollars, notamment :

- **Amerada Hess Canada Ltd.** : un gazoduc de 25,5 kilomètres depuis ses installations de traitement du gaz à Boundary Lake (Colombie-Britannique) jusqu'au point de réception Ole de **NOVA** en Alberta;

- **Bow Valley Industries Ltd.** : un gazoduc de 5 kilomètres près de Medicine Hat (Alberta) pour relier un puits en Alberta au réseau de collecte de **Bow Valley**, en Saskatchewan;

- **Husky Border Pipeline Ltd.** : quatre oléoducs de 10,5 kilomètres reliant la raffinerie et le terminal pipelinier de Lloydminster (Alberta) de **Husky Oil** aux réservoirs de la préraffinerie Bi-Provincial, en Saskatchewan;

- **Canadian Hunter Exploration Ltd.** : un gazoduc de 3,7 kilomètres traversant la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta, près de Grande Prairie;

- **Murphy Oil Company Ltd.** : un gazoduc de 12 kilomètres traversant la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, à quelque 60 kilomètres au nord de Lloydminster.

L'Office a aussi approuvé des réalignements, des ventes, des achats, des mises hors service et des abandons d'installations pipelinières.

Réglementation financière

Contexte

L'article 59 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipule que «l'Office peut prendre des ordonnances sur tous les sujets relatifs au transport, aux droits et aux tarifs». La vaste portée de ce pouvoir est régie par la disposition de l'article 62 selon laquelle «tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux.» Cette responsabilité constitue l'objet fondamental des activités de réglementation financière de l'Office.

Le rajustement des droits représente l'activité la plus connue du public et la plus chronophage. L'Office doit aussi, au même titre, s'assurer que les droits perçus sont justes et raisonnables en tout temps. C'est pourquoi l'Office surveille les résultats financiers des sociétés réglementées et vérifie les livres comptables et les registres de celles-ci.

À l'heure actuelle, 53 sociétés pipelinières relèvent de l'Office, dont 30 transportent du gaz naturel et 23 s'occupent du transport ou du stockage de pétrole et de produits pétroliers.

Aux fins de la réglementation financière, les pipelines sont divisés en deux groupes : le groupe 1 comprend les dix sociétés de gazoducs et d'oléoducs sur de grands réseaux, le groupe 2 est composé de sociétés plus petites. Selon cette répartition que l'Office a instaurée en 1985, les petites sociétés pipelinières sont assujetties à une réglementation financière moins lourde, en fonction de la taille moins vaste de leurs opérations. Même si l'Office peut prendre l'initiative d'examiner les droits de toute société relevant de sa compétence, il examine normalement ceux des sociétés du groupe 2 seulement s'il est saisi d'une plainte. Habituellement, la surveillance des sociétés du groupe 2 consiste principalement à examiner leurs résultats financiers annuels.

Quant aux sociétés du groupe 1, elles font l'objet d'une surveillance constante au moyen de rapports de surveillance trimestriels qu'elles doivent déposer et de la vérification périodique de leurs activités et de leurs opérations comptables. Ces sociétés doivent être autorisées par l'Office à majorer leurs droits ou à modifier leurs tarifs avant de percevoir les droits majorés. Les demandes de rajustement des droits peuvent être examinées dans le cadre d'audiences publiques orales, mais des mémoires sont utilisés le cas échéant.

Cependant, l'Office a réduit le fardeau de la réglementation financière de trois sociétés pipelinières du groupe 1 - **Alberta Natural Gas Company Ltd., Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.** et **Cochin Pipe Lines Ltd.** Leurs droits et tarifs et leurs modifications sont examinés en fonction des plaintes seulement.

Rajustement des droits des sociétés du groupe 1

En 1991, l'Office a tenu des audiences publiques orales pour examiner les droits et les tarifs de **TransCanada PipeLines Limited** et **Compagnie Pipeline Interprovincial**. En outre, il a publié ses Motifs de décisions relatifs à plusieurs instances entamées en 1990, visant notamment **TransCanada, Interprovincial, Westcoast Energy Inc.** et **Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc**. L'Office a traité aussi des aspects de la conception des droits dans le cadre de deux demandes visant des installations présentées par **TransCanada**. Ces instances sont décrites à la rubrique *Audiences, enquêtes et examens* à la page 13.

L'Office a examiné plusieurs demandes qui ne nécessitaient pas la tenue d'audiences publiques. Voici les principales pour l'année 1991 :

Le 3 août 1989, l'Office a ordonné à **Alberta Natural Gas Company Ltd.** de réviser ses contrats de transport de gaz avec ses expéditeurs afin notamment de supprimer certaines lacunes et de publier les dispositions d'accès dans son tarif. L'Office a approuvé un nouveau tarif le 11 juillet 1991, après un examen long et détaillé par l'Office, la société et les parties intéressées.

En décembre 1989, après avoir surveillé les activités d'**Alberta Natural Gas**, l'Office a ordonné à celle-ci de modifier son calcul du coût de service mensuel aux fins de l'établissement du tarif et de la facturation. En février 1990, la société a sollicité la révision de la décision que l'Office a accepté de faire, et le 5 juillet 1990, l'Office a confirmé sa directive antérieure. Par la suite, il a demandé à l'industrie de lui faire parvenir ses commentaires visant à parfaire la méthode de calcul du coût de la dette de la société. En fonction des commentaires des parties intéressées, l'Office a décidé le 1er mars 1991 d'examiner toute la question de la dette à long terme et a approuvé le taux de 11,5 % du montant présumé de la dette.

Le 16 septembre 1991, **Alberta Natural Gas** a déposé le coût révisé du service à compter du 1er novembre 1991, qui représentait une augmentation du taux de rendement des actions de 13,25 à 13,75 % et une diminution de l'amortissement. L'Office a approuvé la modification de la méthode de calcul de l'amortissement en vigueur à compter du 1er octobre 1991, et a accepté les autres changements apportés aux coûts du service sans les commenter.

Foothills Pipe Lines Limited a déposé une demande en janvier 1991 visant la réduction de ses droits interruptibles pour le transport de gaz naturel en Saskatchewan (Zone 9) entre le 1er avril 1991 et le 31 mars 1992. Le 28 mars 1991, l'Office a approuvé de nouveaux droits pour les services de niveau 1 et 2 qui sont généralement inférieurs de 5,6 % aux droits antérieurs.

Pipelines Trans-Nord Inc. a déposé une demande en février 1991 visant l'augmentation de ses droits pour le transport de produits pétroliers raffinés. L'Office a accordé le maintien des droits à titre provisoire à compter du 1er avril 1991, et a publié sa décision à cet égard le 1er octobre 1991. L'Office a approuvé

une augmentation de 12,2 %. Il a aussi approuvé un droit supplémentaire temporaire pour le reste de l'année 1991 afin de permettre à la société de recouvrer le manque à gagner causé par les taux inférieurs qu'elle avait exigés pendant la période intérimaire.

Le 30 avril 1991, **Unocal Canada Limited** a demandé à l'Office l'autorisation de diminuer le supplément aux droits applicables aux installations de transport du gaz brut de **Westcoast Energy Inc.** situées au nord-est de la Colombie-Britannique. Conformément à la politique approuvée qui régit le calcul du supplément, celle-ci avait été établie, entre autres, sur les limites de la capacité disponible pour le traitement du gaz acheminé par ces nouvelles installations. Cependant, comme l'a affirmé **Unocal**, les limites ont été supprimées lorsqu'une plus forte capacité de traitement a été libérée quand **B.C. Gas Inc.**, l'une des plus importantes clientes de **Westcoast**, a décidé de ne pas convertir tous ses contrats de ventes en contrats de service. Le 31 octobre 1991, l'Office a conclu que cette nouvelle capacité annulait la nécessité d'un supplément et a décidé de satisfaire à la demande d'**Unocal**. La décision de l'Office a été publiée au début de 1992.

Le 8 juillet 1991, **Pacific Northern Gas Ltd.**, cliente de **Westcoast**, a demandé à l'Office de lui accorder la priorité d'accès à la capacité de service du réseau de **Westcoast** à compter du 1er novembre 1991, afin de permettre à la société de maintenir son niveau de ventes contractuelles avec **Westcoast**, et de la convertir en client de service et non de vente. L'Office a approuvé la demande le 19 septembre 1991.

Le 8 août 1991, **Westcoast** a demandé à l'Office l'autorisation de reporter la mise en oeuvre d'un système de facturation journalière en vertu duquel les clients seraient facturés chaque mois pour les quantités réelles de gaz interruptible prises chaque jour dans les deux zones de transport de gaz résiduel de son réseau (zones 3 et 4). L'Office prévoyait que la facturation journalière serait en place au début de 1992 afin de remplacer le système actuel en vertu duquel les clients paient des droits interruptibles seulement lorsqu'ils dépassent leur prise mensuelle prévue dans l'entente de service garanti. Après avoir pris connaissance des commentaires des parties intéressées et de **Westcoast**, l'Office a accepté le report au 20 décembre 1991; il a ordonné toutefois à **Westcoast** de faire une étude afin de déterminer si le système actuel n'est pas respecté et les raisons pour lesquelles la facturation quotidienne ne pourrait pas être mise en place avant le début de 1993.

Le 7 novembre 1991, l'Office a approuvé les révisions du tarif de **Westcoast** permettant à la société de supprimer le service de stockage souterrain aux fins d'acheminement au réservoir souterrain d'**Unocal**, situé dans la zone de transport au nord de la station de compression No 2. (zone 3). L'Office a aussi approuvé des modifications aux modalités applicables à la zone 3 qui garantissaient aux expéditeurs qui continuaient d'utiliser le réservoir de stockage d'**Unocal** la même souplesse d'exploitation qu'avec le service de stockage.

Centra Transmission Holdings Ltd. (anciennement **ICG Transmission Holdings Ltd.**), société du groupe 2, a déposé un nouveau tarif prévoyant une augmentation des droits à compter du 15 février 1991. Lors du dépôt, la société a expliqué que l'augmentation est due à un accroissement de 1,2 million de dollars du coût du service occasionné par l'agrandissement de son réseau en 1990 en vue de desservir une nouvelle centrale de cogénération à Fort Frances, dans la région de Lake of the Woods, dans le nord de l'Ontario. Le 29 avril 1991, la **Corporation of the Town of Fort Frances** a déposé une plainte auprès de l'Office dans laquelle elle réclamait la suspension de l'augmentation des droits. L'Office a décidé d'examiner la demande et a rendu provisoires les droits de **Centra** le 1er août 1991 en attendant que l'Office puisse examiner la question de plus près. Le 16 décembre 1991, **Centra** a demandé la révision de ses droits provisoires, que l'Office a approuvé le 30 décembre 1991. Les mémoires des parties intéressées à ce sujet ont été déposés auprès de l'Office au début de 1992.

Modalités de rajustement des droits

Le 29 janvier 1990, l'Office a entamé l'examen des modalités de rajustement des droits applicables aux sociétés suivantes : **Compagnie Pipeline Interprovincial, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.** et **Pipelines Trans-Nord Inc.**, énoncées dans les ordonnances TO-4-85, TO-5-85 et TO-6-85 respectivement. Ces modalités, pour ainsi dire identiques pour les trois sociétés, ont été établies pour permettre l'accélération des rajustements des droits sans audience orale. L'Office a mis en doute la pertinence actuelle des modalités parce que celles-ci posaient des difficultés non seulement à l'Office, mais aussi aux sociétés pipelinières et aux parties intéressées. Le 14 février 1991, l'Office a rendu sa décision à ce sujet. Il a décidé, entre autres, des délais variés relatifs aux divers types de demandes, des exigences relatives au dépôt avant et après examen, et de diverses questions liées à la procédure.

Groupes de travail

Ces dernières années, un certain nombre de sociétés pipelinières du groupe 1 ont créé des groupes de travail conjoints chargés d'étudier les questions liées aux droits, aux tarifs et à l'exploitation. Ces groupes de travail permettent aux parties non seulement d'échanger des informations, mais aussi de discuter et même de résoudre les problèmes avant de déposer des demandes auprès de l'Office. Ils ont réussi à régler certaines questions et à réduire le nombre de celles que l'Office devait traiter. À l'heure actuelle, trois sociétés pipelinières ont établi de tels groupes de travail - **Westcoast Energy Inc., TransCanada PipeLines** et, plus récemment, **Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.**

En 1991, **Wescoast** a continué de recourir à son groupe de travail sur les droits et tarifs avant de s'adresser à l'Office pour régler des questions importantes en matière de réglementation. **TransCanada** a présenté des rapports de son groupe de travail dans le cadre de ses demandes de nouveaux droits en 1991 et

1992. Les solutions contenues dans le rapport de 1991 ont permis de réduire la durée de l'audience. **Trans Mountain** a aussi inclus un résumé des résultats de ses négociations dans sa demande de nouveaux droits pour 1992. Le résumé a permis à tous les intervenants de présenter leurs commentaires sur les questions négociées.

Renseignements financiers

On trouve aux *annexes E1* et *E2* de *la réglementation financière* les renseignements relatifs aux sociétés du groupe 1. Ces tableaux sont les sources d'information au sujet de la base des taux et des besoins en recettes illustrés aux *figures 3* et *4* pour les sociétés de gazoducs et d'oléoducs respectivement. La *figure 5* constitue une comparaison des taux de rendement réels, approuvés par l'Office, des capitaux propres de chacune des sociétés.

Figure 3
Oléoducs du groupe 1
Base des taux et besoins en revenus

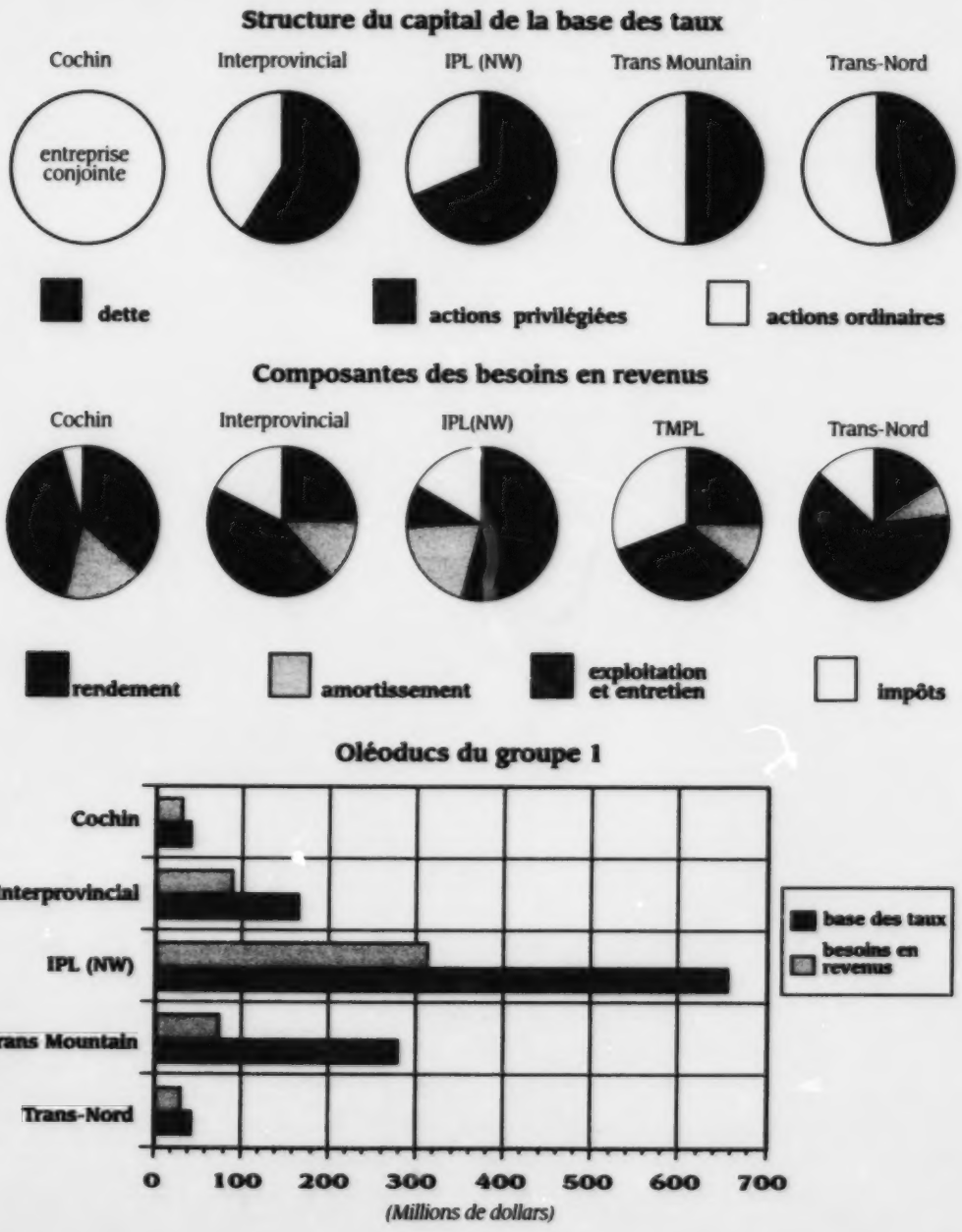
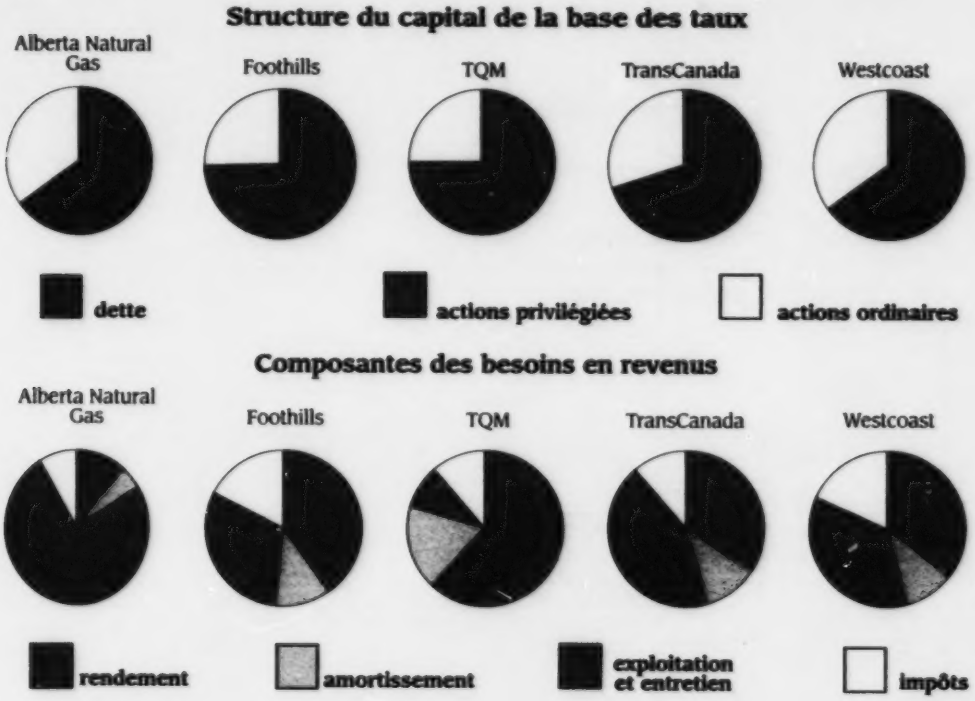


Figure 4
Gazoducs du groupe 1
Base des taux et besoins en revenus



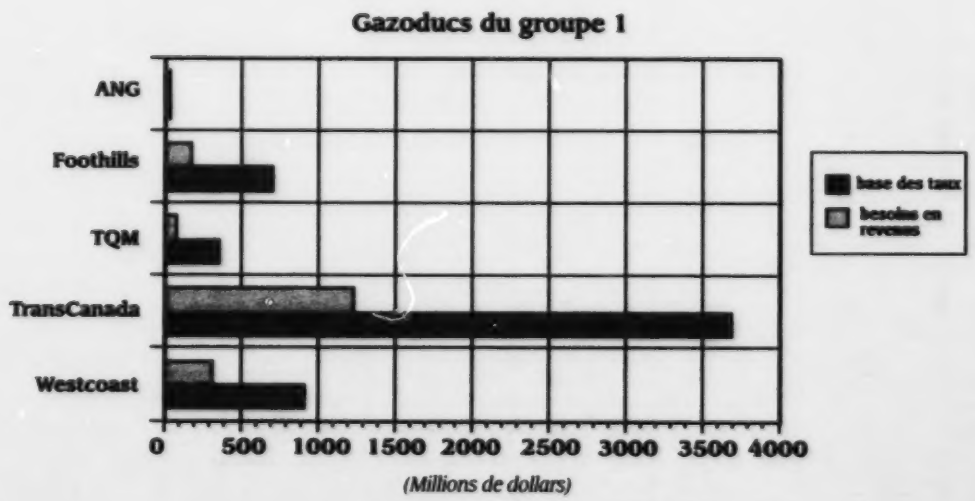
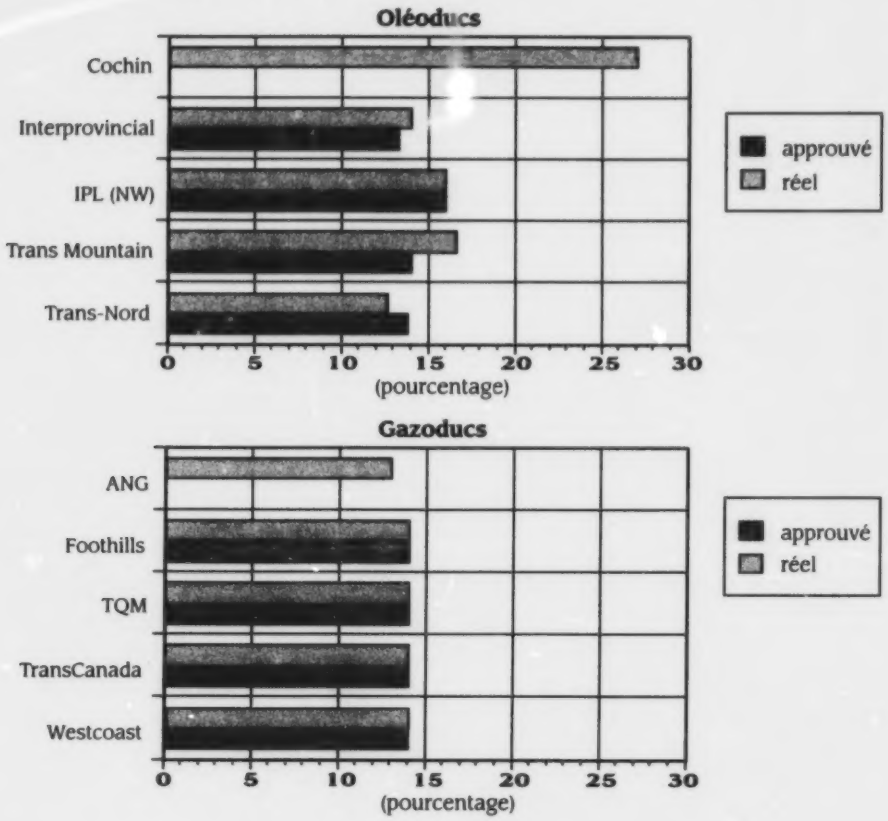


Figure 5
Sociétés du groupe 1
Taux de rendement des capitaux propres



1991	Actions ordinaires	
Oléducs	**Ratio**	**Taux de rendement**
Cochin	S.O.	26,99
Interprovincial	41	14,03
IPL (NW)	31	16,00
Trans Mountain	50	16,60
Trans-Nord	54	12,60
Gazoducs		
Alberta Natural Gas	35	13,38
Foothills	25	14,25
TQM	25	14,44
TransCanada	30	13,61
Westcoast	35	13,65

Source: annexes-réglementation financière

Questions environnementales

Depuis sa constitution en 1973, la direction de l'environnement (maintenant Direction générale de l'environnement) de l'Office accorde, dans le cadre des attributions que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, beaucoup d'importance aux questions environnementales liées aux certificats et ordonnances relatifs à la construction et à l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux et de lignes internationales de transport d'électricité. Lorsqu'il prend des décisions, l'Office tient compte des préoccupations environnementales liées aux grands dossiers tels que la pollution de l'air, de la terre et de l'eau; la perturbation des ressources renouvelables et non renouvelables; l'intégrité des habitats naturels; la perturbation due à l'utilisation des terres et des ressources; ainsi que la protection des droits de propriété.

Les sociétés qui veulent présenter une demande à l'Office sont invitées à prévoir et à discuter avec les représentants de tous les paliers du gouvernement, les groupes de pression et les propriétaires touchés, des préoccupations d'ordre environnemental que le projet pourrait entraîner. Une telle planification précoce permet de présenter une demande plus complète traitant des possibilités de rechange et tenant compte des préoccupations du public.

L'évaluation environnementale soumise par le demandeur est une première étape importante du processus d'examen par l'Office. Le rapport doit décrire en détail l'état actuel du corridor de construction du pipeline ou de la ligne d'électricité, les incidences probables du projet sur ce corridor, et les mesures qui seront mises en oeuvre par la société pour atténuer ces effets. De plus, lorsqu'il est impossible d'éviter les effets néfastes sur l'environnement, l'Office s'assure que les sociétés mettent en oeuvre des mesures d'atténuation appropriées durant les travaux de construction et la remise en état de la zone touchée. Dans ce cas, il exige une liste des questions environnementales à prendre en considération, afin de pouvoir suivre l'évolution de la situation durant la construction et l'exploitation du projet. Cette liste s'ajoute au processus d'évaluation des incidences environnementales et sert de fondement aux activités de protection de l'environnement pendant toutes les phases du projet.

Afin d'assurer la meilleure protection de l'environnement possible, l'Office invite les groupes d'intérêt et les écologistes de la région ainsi que les personnes intéressées à présenter des interventions aux audiences. Afin d'encourager la participation du public, l'Office tient souvent ses audiences dans la région où les effets risquent de se faire sentir.

Dans le cadre de son programe de protection de l'environnement, l'Office inspecte périodiquement les chantiers de construction des pipelines et des lignes de transport d'électricité pour vérifier l'application des mesures de protection de l'environnement et le respect des exigences de l'Office. Les sociétés qui construisent des lignes de transport d'électricité doivent aussi déposer auprès de

l'Office des rapports de surveillance après la construction qui documentent la remise en état de l'emprise et le suivi des questions environnementales.

Il incombe en outre à l'Office de veiller à ce que les pipelines soient exploités et entretenus de manière à respecter l'environnement. Pour ce faire, il effectue des inspections périodiques de l'état des emprises et des lieux des accidents pipeliniers pour s'assurer que les mesures de protection, de restauration et d'entretien sont entièrement mises en oeuvre. Il inspecte les stations de pompage et de compression des pipelines, notamment en effectuant des études sur le bruit et en vérifiant les installations de stockage des matières dangereuses. Finalement, il surveille l'exploitation de trois usines de gaz de **Westcoast Energy Inc.**, notamment en ce qui concerne les émissions de soufre et les effluents liquides provenant des bassins de retenue des eaux usées.

En 1991, l'Office a inspecté périodiquement plusieurs projets de construction de pipelines du point de vue environnemental, notamment le projet de doublement de **TransCanada PipeLines Limited** dans une partie de la région des Great Sand Hills de la Saskatchewan. Ces travaux ont suscité tout particulièrement l'intérêt public parce que **le ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique de la Saskatchewan** avait imposé un moratoire sur l'utilisation des terres dans cette région vulnérable. Pour se conformer aux règlements de l'Office, **TransCanada** présentera des rapports de surveillance environnementale en décembre 1991 et 1992. Au besoin, elle prendra les mesures correctrices nécessaires pour réparer les dommages causés aux Great Sand Hills.

Non seulement les inspecteurs de l'Office se sont rendus sur les chantiers de construction, mais encore ils ont examiné les emprises des travaux achevés en 1988, 1989 et 1990. Notons en particulier les travaux réalisés par **TransCanada PipeLines Limited** sur les programmes de doublement dans la région de Niagara de 1988 et 1989, et celui de 1989 dans le nord-ouest de l'Ontario; les travaux réalisés par **Westcoast** sur la canalisation Umbach et le prolongement North Jedney dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La remise en état des emprises inspectées en 1991 se poursuit de manière satisfaisante, les travaux de construction n'ayant eu que peu d'incidences environnementales. L'Office continuera de surveiller ces emprises pour s'assurer qu'elles sont parfaitement remises en état.

En 1991, l'Office a poursuivi ses inspections périodiques des réseaux pipeliniers en exploitation pour vérifier l'entretien des emprises. À cause du déménagement de l'Office à Calgary (Alberta), celui-ci a concentré ses inspections du début de 1991 sur les pipelines de l'est du Canada : le réseau de **Pipelines Trans-Nord Inc.** dans le sud de l'Ontario, celui de la société **Les Pipe-Lines Montréal Limitée** au sud de Montréal (Québec) et tous les croisements de la rivière St. Clair dans la région de Sarnia (Ontario). Les inspecteurs ont constaté que ces emprises étaient toutes en bon état et entretenues de manière acceptable.

Actuellement, 11 sociétés relevant de la compétence de l'Office entreposent du matériel contenant des biphényles polychlorés (BPC) ou des matériaux

contaminés. L'Office oblige ces sociétés à lui présenter un inventaire à jour des BPC utilisés et entreposés dans leurs installations et procède à des inspections s'il y a lieu. Il surveille aussi les BPC entreposés ou utilisés dans des installations relevant de sa compétence. Quatre inspections ont été effectuées en 1991 : tous les sites se conformaient à *L'Ordonnance fédérale provisoire sur l'entreposage des déchets contenant des biphényles polychlorés*.

L'Office a aussi répondu à plusieurs plaintes de propriétaires fonciers au sujet des effets néfastes causés par la construction et l'exploitation d'installations pipelinières.

Dernières activités environnementales

Au cours des trois dernières années, on a observé une plus grande prise de conscience de la population et de nombreuses mesures gouvernementales en matière d'environnement. En conséquence, l'Office a pris de nouvelles initiatives dans ce domaine.

En 1991, à la suite d'une directive antérieure de l'Office, les sociétés demandant des certificats ou des ordonnances ont mis en oeuvre des programmes visant à prévenir le public de tout futur projet énergétique. Les apports du public ont donc été inclus à partir de ce moment-là dans les demandes présentées à l'Office.

Reconnaissant l'étroite relation qui existe entre l'énergie et l'environnement, la Direction générale de l'environnement a donné des conseils qui ont été incorporés dans le rapport de l'Office intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande*. Ces conseils portaient plus précisément sur les émissions de certains gaz associés à la production et à la consommation de combustibles fossiles.

En vertu du *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (le Décret PEEE)*, l'Office a mené des examens environnementaux des projets visés par les demandes d'exportation, afin de déterminer la signification de tout problème environnemental pouvant être lié aux exportations proposées.

En 1991, l'Office a fait l'examen préalable aux audiences publiques visant 18 demandes d'exportation de gaz et de pétrole : 17 de ces examens ont été effectués par voie de mémoires.

Afin d'éviter tout fardeau réglementaire indu pour les demandeurs, notamment en ce qui a trait aux projets sans incidence sérieuse pour l'environnement, l'Office a dressé, en collaboration avec le **Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales (BFEEE),** la liste des projets qui, normalement, ne sont pas susceptibles d'avoir des effets néfastes sur l'environnement et qui devraient être automatiquement exemptés d'un examen approfondi en vertu du *Décret PEEE*.

En 1991, l'Office a suivi l'évolution du *projet de loi C-13*, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et a estimé les effets possibles de l'adoption de cette loi sur ses propres méthodes d'évaluation environnementale et ses procédures d'audience.

L'Office a aussi examiné les jugements de la **Cour suprême** et des **Cours d'appel** relativement à ses instances d'évaluation environnementale afin de déterminer les effets de ces jugements sur la compétence de l'Office en matière d'environnement.

En octobre 1990, **Hydro-Québec**, le **Grand Conseil des Cris (du Québec)/l'Administration régionale crie** et **le Procureur général du Québec** ont interjeté appel de la décision rendue par l'Office de délivrer à **Hydro-Québec** des licences d'exportation d'électricité. **Hydro-Québec** et **le Procureur général du Québec** ont fait appel de la décision de l'Office, entre autres, d'assujettir les licences délivrées sous réserve que toute installation de production dont a besoin **Hydro-Québec** pour livrer les exportations autorisées, et dont la construction n'avait pas été autorisée en date de la clôture de l'audience, aura été soumise, préalablement à sa construction, aux évaluations et examens en matière d'environnement ainsi qu'aux normes environnementales applicables en vertu des lois et règlements du gouvernement fédéral.

Le 9 juillet 1991, la **Cour d'appel fédérale** a rendu son jugement. Dans sa décision la **Cour** s'est penchée sur les articles de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* afférents à la délivrance de licences d'exportation d'électricité. Selon son interprétation de ces articles, la **Cour** a décidé que la compétence de l'Office ne s'étendait pas aux installations d'amont d'**Hydro-Québec** et que par conséquent l'Office ne pouvait pas assortir les licences de certaines conditions relatives à ces installations. La **Cour** a annulé les conditions attaquées, mais a décidé que les licences demeuraient valides. À la lumière de cette décision et d'autres décisions des tribunaux, l'Office continue d'examiner des responsabilités en matière d'environnement en vertu de la *Loi* qui le régit et du *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*.

Tracé détaillé - Pipelines et lignes de transport d'électricité

Toute personne dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvé par l'Office peut présenter à ce dernier son opinion lors d'une audience publique locale. L'Office tient compte de ces opinions pour le choix et la détermination du tracé détaillé en question.

Dans le cas des lignes de transport d'électricité, les questions touchant le tracé détaillé sont normalement assujetties aux lois provinciales, à moins qu'un demandeur ne préfère que les lois fédérales s'appliquent.

Incidences socio-économiques

Lorsqu'une question portée à son attention soulève des problèmes socio-économiques, l'Office

- tient compte des questions socio-économiques tant locales que régionales en vue de déterminer si son approbation sert l'intérêt du public;

- s'assure, dans les limites de sa compétence, que les demandeurs du projet prennent toute mesure raisonnable visant à minimiser et atténuer les effets néfastes du projet tout en rehaussant les effets positifs.

L'Office attend des promoteurs des projets qu'ils fournissent aux parties locales et régionales l'occasion d'exprimer leurs opinions sur les conséquences possibles des projets, et de tenir compte de ces opinions durant la phase de conception des projets. Les promoteurs doivent déterminer au préalable tout effet négatif et positif lié à leur projet, et proposer un plan d'action pour traiter efficacement les effets attendus. La surveillance du succès ou de l'échec du plan d'action fait partie intégrante de la procédure, et vise à assurer un suivi pour corriger tout effet néfaste. Lorsque les incidences risquent d'être importantes, l'Office établit des modalités assortissant son approbation, et en assure le suivi pour garantir que le promoteur en question se conforme auxdites modalités.

Croisements par des tiers

Le Règlement sur les croisements de pipelines de l'Office national de l'énergie, Parties I et *II (Règlement sur les croisements de pipelines)* fixe les conditions d'exécution par des tiers de travaux d'excavation et de construction touchant les pipelines. Durant les trois années d'existence de ce règlement, l'Office n'a pas eu à accorder d'autorisation de croisement de pipelines par des tiers.

L'Office a continué de surveiller l'application de ce règlement, d'encourager l'exécution sécuritaire des travaux d'excavation et de construction près des pipelines et d'informer le public sur le règlement par les moyens suivants :

- 78 enquêtes détaillées sur les infractions commises par des tiers et signalées par les sociétés pipelinières;

- 16 inspections locales au hasard pour surveiller les activités de construction et d'excavation touchant les pipelines;

- vérification des dossiers sur les croisements de dix sociétés pipelinières et examen de leurs programmes de sensibilisation du public en vue de la prévention des dommages par des tiers;

- séances d'information et réunions avec les entreprises de service public, les entreprises d'excavation et divers organismes dans tout le pays.

En mars 1991, l'Office a révisé son *Guide sur les travaux d'excavation et de construction à proximité des pipelines* afin d'y inclure les modifications apportées à l'article 112 de la Loi visant les travaux d'excavation avec de l'équipement motorisé et des explosifs à moins de 30 mètres d'un pipeline, ainsi que l'utilisation d'un véhicule ou d'équipement motorisé pour croiser un pipeline. Le guide contient une brève explication de ces responsabilités supplémentaires.

Le guide avait été initialement rédigé en juin 1990 pour aider les personnes qui participent à des activités par des tiers susceptibles de toucher les pipelines réglementés par l'Office. Il comprend le *Règlement sur les croisements de pipelines*, des cartes montrant l'emplacement des pipelines réglementés par l'Office et la liste des personnes-ressources parmi le personnel de l'Office et des sociétés pipelinières. Environ 2 500 exemplaires en anglais, et 900 en français du guide révisé ont été distribués aux sociétés pipelinières, aux entrepreneurs, aux propriétaires de services publics, aux techniciens, aux experts-conseils et aux tierces parties intéressées.

Fonctions consultatives

Étude sur l'utilisation future de l'oléoduc Sarnia-Montréal

L'Office a mené une étude à la demande du **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources** sur l'utilisation future de l'oléoduc Sarnia-Montréal. Celui-ci, qui fait partie du réseau de la **Compagnie Pipeline Interprovincial**, achemine du pétrole brut de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries de Montréal.

Dans une lettre adressée à l'Office, le **Ministre** a déclaré que la baisse des approvisionnements de brut léger en provenance de l'Ouest, le fait que les raffineries de Montréal ont accès à des sources de brut à meilleur marché à l'étranger et le temps considérable que met le pétrole pour se rendre de Sarnia à Montréal sont les facteurs qui ont contribué à jeter le doute sur l'utilisation de cette canalisation.

Le **Ministre** a en conséquence demandé à l'Office de le conseiller sur la possibilité de la fermeture de l'oléoduc et de ses répercussions, ainsi que sur les options possibles qui s'offrent à l'industrie et au gouvernement qui permettraient de maintenir l'exploitation de l'oléoduc en direction ouest ou en direction est.

Le rapport de l'Office, en avril 1991, a été rendu public par le **Ministre** le 25 juillet 1991.

Voici les principales conclusions de l'Office :

- Les raffineurs de Montréal considèrent les bruts canadiens comme peu concurrentiels par rapport aux bruts étrangers, surtout à cause des longs délais de livraison et des coûts élevés de stockage;

- Il n'existe aucun motif immédiat lié à la sécurité des approvisionnements qui puisse justifier l'intervention du gouvernement pour assurer le maintien de l'exploitation de l'oléoduc entre Sarnia et Montréal. Il existe de solides raisons justifiant la non-intervention des gouvernements, car les producteurs déterminent le moyen le plus économique de disposer de l'approvisionnement intérieur en pétrole brut, et les raffineurs assurent un accès à long terme au brut destiné à leurs raffineries.

Études sur l'énergie

L'Énergie au Canada : Offre et demande

L'Office a publié sa mise à jour des prévisions en matière d'énergie dans son rapport de juin 1991 intitulé *L'énergie au Canada : Offre et demande 1990-2010*. Ce document fait partie des fonctions de consultation et de surveillance que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

L'Office a dressé son rapport sur les prévisions après avoir mené de vastes consultations auprès des gouvernements, de l'industrie et des parties intéressées, tant au Canada qu'aux États-Unis. Le document renferme toutefois une nouvelle caractéristique, car il renferme pour la première fois une estimation des émissions de gaz résultant de la production et de l'utilisation d'énergie, y compris les gaz à effet de serre, les gaz liés aux précipitations acides et à l'ozone troposhérique.

Autres études sur l'énergie

Vers la fin de 1991, l'Office a entamé deux études dont les résultats seront publiés en 1992 :

- L'évaluation du marché du gaz naturel portera sur les tendances à long terme des marchés du gaz canadien au Canada et à l'exportation. Il s'agit de l'un des principaux éléments de la surveillance par l'Office des marchés du gaz en vertu de la Méthode axée sur les conditions du marché qu'il utilise dans son examen des demandes d'exportation.

- L'évaluation des incidences des exportations portera sur les effets des exportations supplémentaires sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel durant les 20 prochaines années. Les résultats de cette étude aideront l'Office dans ses décisions concernant les demandes d'exportation en vertu de la Méthode axée sur les conditions du marché.

Loi et règlements

La section ci-après décrit les changements apportés en 1991 à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office. Des renseignements plus détaillés à ce sujet se trouvent dans les numéros trimestriels de l'État des projets de réglementation.

Loi sur l'Office national de l'énergie

Le *projet* de *loi C-2 (Loi modifiant la loi sur l'Office national de l'énergie)* a reçu la sanction royale le 21 juin 1991. Il vise à donner effet à la décision du gouvernement de réinstaller l'Office d'Ottawa à Calgary, en Alberta.

Règlement sur les pipelines terrestres

Le Règlement sur les pipelines terrestres précise, entre autres, les exigences concernant la protection des biens, de l'environnement et de la sécurité du public et des travailleurs pendant la construction, l'exploitation et la mise hors service d'un pipeline terrestre.

L'Office a l'intention de publier, en 1992, les modifications proposées à ce règlement aux fins d'examen et de commentaires du public. Ces modifications résultent des délibérations qui ont eu lieu entre l'Office et l'industrie concernant l'exploitation et l'entretien des pipelines terrestres. Elles comprennent aussi des améliorations fondées sur l'expérience que l'Office a acquise en la matière depuis la publication du *Règlement sur les pipelines terrestres* en 1988.

Règlement sur les pipelines marins

Un projet de *Règlement sur les pipelines marins*, fondé sur les normes de l'**Association canadienne de normalisation**, a été rédigé en étroite collaboration avec l'industrie. Il est préparé en prévision de l'intensification de la production extracôtière et portera sur les exigences de sécurité et de protection de l'environnement pendant la construction, l'exploitation et la mise hors service des pipelines marins.

Le 20 avril 1991, le projet de *Règlement sur les pipelines marins* a été prépublié dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada*. La prépublication donne 30 jours aux parties intéressées pour faire connaître leurs points de vue au sujet de la proposition.

Après avoir tenu compte des commentaires reçus, le règlement sera envoyé au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, accompagné d'une demande de promulgation et de publication dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*.

Règlement sur les usines de gaz

L'Office ébauche actuellement un règlement sur les usines de gaz afin d'assurer la sécurité de la conception, de la construction et de l'exploitation des usines de gaz relevant de sa compétence. Il sera intégré au *Règlement sur les pipelines terrestres*. L'Office compte le publier en 1992 aux fins de commentaires.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité

En 1988, sur l'avis du **ministère de la Justice**, l'Office a scindé en deux règlements distincts son projet de Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité :

- *Règlement concernant les croisements, la construction et l'abandon de lignes internationales de transport d'électricité.*
  Ce règlement porte sur les croisements faits par des lignes internationales de transport d'électricité, ainsi que sur la responsabilité de chaque société de tenir des dossiers, d'abandonner des croisements et de déclarer les accidents.

- *Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité.*
  Ce règlement porte sur les croisements de lignes internationales de transport d'électricité et établit les modalités à satisfaire pour ne pas avoir à demander à l'Office l'autorisation de faire de tels croisements.

Le ministère de la Justice examine actuellement le projet de règlement.

Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations

En vertu de ce projet de règlement présenté sous le régime du paragraphe 129(1) de la *Loi*, les exportateurs de pétrole, de gaz naturel ou d'électricité, ou les importateurs de gaz naturel aux termes d'une licence ou d'une ordonnance, seront tenus de fournir des renseignements à l'Office. Ces renseignements sont semblables à ceux qui sont exigés en vertu du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*. Toutefois, suite à la recommandation du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, l'Office a décidé d'abroger les exigences de rapport de ces règlements et de prendre un nouveau règlement. Celui-ci devra être approuvé par le gouverneur en conseil avant d'entrer en vigueur.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

En 1991, l'Office a poursuivi son examen du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)* de façon à tenir compte des changements apportés à la réglementation des exportations et des modifications recommandées par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation; ces changements visent notamment à éliminer les dispositions relatives aux rapports exigés sur les importations et les exportations qui sont maintenant incluses dans le projet de *Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations.* Les modifications devront être approuvées par le gouverneur en conseil avant d'entrer en vigueur.

Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie

Le 7 mai 1987, l'Office a publié l'ébauche révisée de ses *Règles de pratique et de procédure* et a ordonné à toutes les parties de l'utiliser à compter de cette date. En 1991, l'Office a poursuivi l'examen de ces règles en vue d'en améliorer la pratique.

L'ébauche révisée devra faire l'objet d'un nouvel examen par le ministère de la Justice et être publiée dans la *Gazette du Canada* avant d'être mise en vigueur.

Contentieux

Altamont Gas Transmission Company et l'Office national de l'énergie, l'Administration du pipe-line du Nord, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., et autres sociétés

En 1978, le Parlement du Canada a adopté la *Loi sur le pipe-line du Nord*, accordant des certificats d'utilité publique à des filiales de **Foothills Pipelines (Yukon) Ltd.** pour la construction du tronçon canadien du **gazoduc de la route de l'Alaska**. Ces certificats devaient être utilisés pour construire le tronçon canadien d'un gazoduc devant servir à transporter le gaz naturel de l'Alaska aux 48 États du sud des États-Unis en passant par le Canada. Cependant, ces certificats étaient assujettis à des conditions. La condition 12 interdisait d'entreprendre la construction du tronçon canadien du **gazoduc de la route de l'Alaska** avant que le financement de ce tronçon entier n'ait été garanti.

La condition 12 a été modifiée en 1980 de manière à permettre à **Foothills** de procéder à des travaux de construction préliminaire sur certaines parties du gazoduc dans le sud du Canada, qui devaient servir à faciliter l'exportation du surplus de gaz du pays en attendant que le reste du gazoduc soit terminé. La modification de la condition 12 prévoyait que les travaux de construction préliminaire pourraient être entrepris dès le financement nécessaire obtenu, et la société assurée de pouvoir obtenir l'argent nécessaire au reste des travaux. Après avoir répondu à ces exigences, **Foothills** a procédé à la construction de certaines parties du gazoduc.

Le 31 mai 1990, **Foothills** a présenté une demande à l'**APN** en vue de construire un segment du gazoduc dans le sud-est de la Colombie-Britannique, lequel segment **Foothills** désignait comme un prolongement des travaux de construction préliminaire. À ce moment, **Altamont Gas Transmission Company** avait l'intention de présenter une demande à l'Office dans le but de construire un pipeline concurrentiel. Dans une lettre adressée à l'Office et à l'**APN**, **Altamont** exprimait son désaccord relativement à la façon dont **Foothills** s'y prenait pour obtenir l'approbation de sa demande. **Altamont** prétendait que la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoyait la construction d'un pipeline reliant l'Alaska et les États-Unis en passant par le Canada, et que les certificats délivrés en vertu de cette loi ne visaient pas l'utilisation prévue par **Foothills**.

Après avoir examiné des mémoires soumis par diverses parties, l'**APN** a décrété que la demande de **Foothills** était légitime, mais qu'avant de mettre son projet en oeuvre, la société serait tenue de répondre aux exigences de la condition 12. L'Office s'est rangé du côté de l'**APN** en rendant sa décision, le 14 février 1991.

Le 28 février 1991, **Foothills** a présenté une demande à l'Office et à l'**APN** en vue de modifier la condition 12, de manière à ce que la société puisse construire le tronçon proposé avant d'avoir obtenu le financement nécessaire à la construction du tronçon canadien entier. Après avoir examiné les vues des parties intéressées, l'Office a accordé gain de cause à **Foothills** et recommandé au gouverneur en conseil de modifier en conséquence la condition 12.

Le 20 juin 1991, **Altamont** a demandé à la Section de première instance de la Cour fédérale de rendre une ordonnance, en rapport avec l'article 18 de la *Loi sur la Cour fédérale*, pour :

- annuler les décisions rendues, le 14 février 1991, par l'Office et l'agent désigné en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, et selon lesquelles l'Addenda 4 du rapport de conception du système présenté par **Foothills**, devant l'**APN**, le 31 mai 1990, était conforme aux exigences de l'**APN**, aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*;

- annuler la décision rendue par l'Office, le 27 mai 1991, en vue de modifier la condition 12 de l'*Annexe III* de la *Loi sur le pipe-line du Nord*;

- empêcher l'Office, le ministre responsable de l'**APN**, l'agent désigné en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et les autres, d'assumer toute fonction ou responsabilité en vertu ou découlant de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, relativement au prolongement, par **Foothills**, du gazoduc, tel que défini dans la *Loi*, et de prendre quelque disposition que ce soit relativement à la décision de l'Office du 27 mai 1991 en rapport avec la modification de la condition 12.

Altamont a fait valoir que les certificats délivrés à **Foothills** en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* n'avaient jamais été prévus aux fins dont **Foothills** comptait les utiliser, et que le prolongement proposé devrait faire l'objet d'une demande en bonne et due forme auprès de l'Office, en vue de l'obtention d'un nouveau certificat en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. La Cour fédérale a donc inscrit la demande d'**Altamont** pour entendre sa requête le 22 janvier 1992, mais la société a retiré sa demande en décembre 1991.

CNG Transmission Corporation - Prolongement de Blackhorse

Le 4 juillet 1991, l'Office annonçait sa décision (les motifs devant suivre) de rejeter la demande de **TransCanada PipeLines** visant la construction du prolongement de Blackhorse.

Le projet du prolongement de Blackhorse, de **TransCanada**, visait la construction de 20,6 kilomètres de pipeline et d'installations connexes dont le début de l'exploitation était prévu pour le 1er novembre 1991. Ce pipeline devait se prolonger de la canalisation Niagara, de **TransCanada**, jusqu'à un point de livraison situé près de Chippawa, en Ontario; ce projet devait être réalisé à un coût de 42,3 millions de dollars. Le prolongement devait rejoindre le pipeline

Empire State projeté qui, une fois construit, desservira les parties centrale et ouest de l'État de New York.

Peu de temps après que l'Office ait rendu sa décision, le conseiller juridique de **TransCanada** a déclaré qu'il envisageait de présenter une requête en vue d'amener l'Office à revoir sa décision. Le 29 juillet, certains intervenants du projet de Blackhorse se sont réunis avec le président, le vice-président et le conseiller juridique de l'Office pour déterminer s'il était possible que l'Office révise sa décision.

Le 2 août, **TransCanada**, en son propre nom et au nom d'autres intervenants du projet de Blackhorse, a présenté une requête pour que l'Office révise sa décision concernant le projet de Blackhorse. Le 9 août, l'Office a décidé d'abréger son processus de révision, qui se fait habituellement en deux temps, et a annoncé qu'il avait été persuadé, par les arguments des requérants, de la nécessité de réviser sa décision.

Le 30 août, la **CNG Transmission Corporation** déposait une motion auprès de la Section de première instance de la Cour fédérale demandant l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office, rendue le 9 août, de réviser sa décision relative au projet de Blackhorse. **CNG** a donc demandé à la Cour d'annuler la décision de l'Office visant la révision de sa décision relative au projet de Blackhorse et d'interdire aux membres actuels de l'Office de participer à toute révision éventuelle de cette décision.

Le 9 septembre, **CNG** déposait un avis de requête en vue d'obtenir l'autorisation d'en appeler, auprès de la Division d'appel de la Cour fédérale, de la décision de l'Office du 9 août, visant la révision de sa décision en rapport avec le projet de Blackhorse. Ce faisant, **CNG** comptait faire valoir qu'il n'était pas du ressort de la Section de première instance de la Cour fédérale de traiter la motion de **CNG**. **CNG** a demandé que la Cour ne traite pas la demande d'autorisation d'appel, à moins qu'elle ne décrète que la Section de première instance n'avait pas la compétence de traiter la motion déposée.

Le 18 octobre 1991, la Section de première instance de la Cour fédérale ordonnait à l'Office de cesser la révision de sa décision, et à Messieurs Priddle et Fredette de ne prendre part à aucune révision éventuelle concernant la décision de l'Office visant le projet de Blackhorse.

TransCanada PipeLines Limited, ANR Pipeline Company, Rochester Gas & Electric Corporation et St. Clair Pipelines Limited - Prolongement de Blackhorse

Dans une requête présentée le 6 août 1991, **TransCanada Pipelines, ANR Pipeline Company, Rochester Gas & Electric Corporation** et **St. Clair Pipelines Limited** déposaient une demande d'autorisation auprès de la **Division d'appel de la Cour fédérale** en vue d'en appeler de la décision visant le prolongement de Blackhorse. Cet appel s'appuyait sur le fait que

l'Office avait commis une erreur de droit en fondant sa décision sur un élément que ne corroboraient pas les preuves présentées. Plus particulièrement, les requérants citaient la conclusion de l'Office, selon laquelle il existait des moyens moins coûteux et plus sains pour l'environnement de transporter le gaz naturel aux marchés proposés du pipeline Empire State dans des délais convenables. Les requérants ont fait valoir que cette conclusion était contraire aux preuves présentées à l'audience sur le prolongement de Blackhorse.

Les requérants ont demandé à la **Cour** de différer le délibéré de leur demande jusqu'à ce que soit rendue la décision relative à leur demande de révision présentée à l'Office.

Hydro-Québec, le Procureur général du Québec et le Grand Conseil des Cris (du Québec)/Administration régionale crie (EH-3-89)

Le 26 octobre 1990, **Hydro-Québec** et le **Grand Conseil des Cris (du Québec) / Administration régionale crie** (ci-après conjointement nommés les **Cris**) ont demandé à la Cour fédérale d'appel l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en août 1990 de délivrer à **Hydro-Québec** des licences d'exportation d'électricité garantie à **Vermont Joint Owners** et à **New York Power Authority**.

L'Office a approuvé la demande et délivré les licences sous réserve que toute installation de production dont **Hydro-Québec** a besoin pour livrer les exportations autorisées, et dont la construction n'avait pas été autorisée en date de la clôture de l'audience, aura été soumise, préalablement à sa construction, aux évaluations et examens en matière d'environnement ainsi qu'aux normes environnementales applicables en vertu des lois et règlements du gouvernement fédéral. Selon **Hydro-Québec**, ces centrales sont des réseaux locaux relevant de la compétence exclusive de la province de Québec et, par conséquent, elles sont exemptées des normes environnementales fédérales. La société a également soutenu que la réglementation fédérale des installations projetées s'ajouterait inutilement aux processus d'examen et aux normes de la province. Selon les **Cris**, l'Office a erré en appliquant le *projet de loi C-23* aux demandes déposées auprès de l'Office par **Hydro-Québec** avant l'entrée en vigueur du projet de loi, le 1er juin 1990. Les **Cris** sont d'avis que l'Office aurait dû appliquer l'alinéa 118(b) de la *Loi* (tel qu'il était avant l'entrée en vigueur du *projet de loi C-23*), aux demandes d'**Hydro-Québec**, et aurait dû déterminer que le prix à l'exportation serait juste et raisonnable dans l'intérêt public, ce qu'il ne pouvait faire d'après la preuve insuffisante produite par **Hydro-Québec**.

Le 31 octobre 1990, l'Office a reçu une copie de la demande d'autorisation d'interjeter appel du **Procureur général du Québec**. Outre les allégations d'**Hydro-Québec**, **le Procureur général** a fait valoir que le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* ne s'applique pas à la couronne aux droits d'une province, et que les dispositions de l'alinéa 119.06(b) de la *Loi* ordonnant à l'Office de prendre en

considération les incidences environnementales des exportations d'électricité sont anticonstitutionnelles.

Le 28 novembre 1990, la Division d'appel de la Cour fédérale a accepté les demandes d'autorisation d'interjeter appel déposées par les trois appelants.

Le Procureur général, Hydro-Québec et les **Cris** ont déposé leurs avis d'appel les 7, 10 et 18 décembre 1990, respectivement.

Les appels ont été entendus à Montréal du 10 au 14 juin 1991. La Cour a rejeté l'appel des **Cris** et accueilli ceux du **Procureur général** et d'**Hydro-Québec**.

Dans sa décision, la Cour a tout d'abord examiné le pouvoir de l'Office d'assujettir les licences d'exportation d'**Hydro-Québec** à des conditions environnementales relativement aux installations de production d'amont. La Cour a établi que l'Office ne pouvait imposer de telles conditions que si ses compétences englobaient ces installations. En répondant à cette question, la Cour s'est penchée sur la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et, plus particulièrement, sur la définition de la notion d'«exportation» que cette loi renferme. (L'article 2 de la *Loi* définit l'«exportation», relativement à l'énergie, comme étant l'envoi, par une ligne de fil ou autre, d'énergie produite au Canada.) La Cour a conclu que l'exportation et la production d'énergie constituent deux activités distinctes. Étant donné que le mandat de l'Office, en vertu de la *Loi*, se limite à l'exportation d'électricité, la Cour a maintenu que l'Office ne possédait pas la compétence législative nécessaire à l'imposition de conditions relativement aux installations de production d'amont. Sur ce, la Cour a décrété que l'Office avait outrepassé sa compétence en incluant les deux conditions environnementales dans les licences d'exportation délivrées à **Hydro-Québec**.

La Cour a conclu que, les deux conditions attaquées pouvant être dissociées des licences, rien dans les Motifs de décision de l'Office ne suggérait que, dans les limites de ses compétences, l'Office avait des raisons de rejeter la demande d'**Hydro-Québec**, et que l'annulation des conditions ne devrait pas entraîner l'annulation de la décision entière de l'Office.

La Cour s'est ensuite penchée sur les arguments soulevés par les **Cris**. Elle a décrété que les arguments des **Cris**, selon lesquels l'Office avait appliqué incorrectement la *Loi C-23* en étudiant la demande d'exportation d'**Hydro-Québec**, étaient injustifiés sur deux aspects. Premièrement, la Cour a constaté que l'Office avait eu raison d'appliquer les aspects techniques de la *Loi C-23* à la demande d'**Hydro-Québec**, en ce sens que cette pratique était conforme aux principes généraux d'interprétation législative. Les Cris soutenaient également que l'application de la *Loi C-23* à la demande d'**Hydro-Québec** constituait un manquement aux principes généraux de la justice naturelle. La Cour a réfuté cet argument, faisant remarquer que les **Cris** avaient eu toute la latitude voulue, au moment de l'audience, pour comprendre clairement que l'entrée en vigueur de la *Loi C-23* risquait d'influer sur la décision rendue.

Enfin, la Cour a décrété que, dans tous les cas, les arguments des **Cris** vis-à-vis de la *Loi C-23* ne menaient nulle part, car, pour rendre sa décision, l'Office s'était appuyé sur les critères établis avant l'adoption de la *Loi C-23* pour évaluer la demande d'**Hydro-Québec**. Sur ce, la Cour a conclu que l'argument des **Cris** relativement à la *Loi C-23* était insoutenable.

La Cour s'est ensuite penchée sur le deuxième motif d'appel des **Cris**. En formulant sa décision, l'Office a constaté que le prix d'exportation proposé était juste et raisonnable, et qu'il permettrait de recouvrer une partie appropriée des dépenses engagées au Canada. Dans leur appel, les **Cris** ont avancé que l'Office ne pouvait en être arrivé à une telle conclusion étant donné qu'il ne possédait pas de preuve «directe» à cet effet. La Cour a déterminé que l'Office n'était aucunement tenu de fonder ses conclusions exclusivement sur des preuves directes. La Cour a fait remarquer que lors de la première audience pour la licence d'exportation, l'Office avait en main les dépositions d'un certain nombre de témoins et des preuves documentaires suffisantes présentées par **Hydro-Québec** au sujet de la rentabilité du projet. L'Office avait également en main la preuve que **le gouvernement du Québec** avait approuvé le contrat d'exportation en raison des avantages clairs qui en dériveraient. La Cour a conclu que les preuves, «quoiqu'indirectes», étaient très persuasives. La Cour a déterminé que l'Office avait été persuadé par les preuves, et ne voyait pas de motifs sur lesquels s'appuyer pour contester la décision de l'Office. La Cour a également fait remarquer que traditionnellement, les tribunaux ont toujours hésité à contester des conclusions de fait présentées par des tribunaux administratifs.

Le 30 octobre 1991, les **Cris** et l'**Administration régionale crie** ont déposé une demande d'autorisation d'appel auprès de la Cour suprême du Canada.

Bande indienne de Prophet River - Gazoduc Adsett

Au début de l'audience publique GH-6-90 visant une demande présentée par **Westcoast Energy Inc.**, relativement au projet du gazoduc Adsett, l'Office a présenté un «rapport sur l'évaluation environnementale préalable» du projet. Ce rapport préparé suivant le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (Décret sur les lignes directrices visant le PEEE)*, renfermant les constatations de l'Office quant à l'évaluation préalable du projet Adsett, conformément aux exigences du *Décret sur les lignes directrices visant le PEEE*. Le 11 avril 1991, la **Bande indienne de Prophet River** présentait un avis de motion à l'Office, conformément à l'article 21(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue de la révision de ces constatations.

Le 13 mai 1991, l'Office a rejeté la demande de révision présentée par la Bande en s'appuyant sur le fait que le *Décret sur les lignes directrices visant le PEEE* ne contient pas de disposition autorisant un ministère responsable à réviser ses constatations d'évaluation préalable. De plus, l'Office était d'avis que la **Bande** n'avait pas la possibilité de recourir au fondement législatif de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour réviser le «rapport sur l'évaluation environnementale

préalable» du projet, préparé conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le PEEE*. Le 11 juin 1991, la **Bande** a tenté d'obtenir une autorisation auprès de la Section d'appel de la Cour fédérale pour en appeler de la décision de l'Office de rejeter sa demande de révision.

Par suite du dépôt de l'avis de motion de demande d'autorisation d'appel, les parties intéressées ont été enjointes de présenter leurs plaidoyers écrits à la Cour fédérale.

TransCanada PipeLines Limited/Western Gas Marketing Limited et Niagara Mohawk Power Corporation – Prolongement de Gananoque

Le 18 mars 1991, l'Office a rendu sa décision (les motifs devant suivre) de rejeter la demande d'autorisation de **TransCanada PipeLines Limited** pour construire le prolongement de Gananoque.

Cette demande visait la construction d'un gazoduc qui se dirigerait vers le sud à partir de la canalisation principale de **TransCanada**, tout juste à l'est de Kingston, en Ontario, pour traverser le fleuve Saint-Laurent et se rendre dans la partie nord de l'État de New York. À cet endroit, le tronçon serait relié au système de distribution de gaz de la **Niagara Mohawk Power Corporation**.

Le 17 avril 1991, **Niagara Mohawk** et **TransCanada/Western Gas Marketing Limited** ont déposé chacune un avis de motion auprès de la Division d'appel de la Cour fédérale afin qu'elle rende une ordonnance leur accordant l'autorisation de présenter une demande d'appel dans les 30 jours suivant la publication des Motifs de décision GH-4-90 de l'Office.

Niagara Mohawk et **TransCanada/WGML** ont déposé un avis de motion de manière à préserver leur droit d'appel. En l'absence du décret demandé, on peut supposer que la période limite de 30 jours prévue au paragraphe 22(1.1) de la *Loi*, pour les demandes d'appel, serait venue à échéance 30 jours suivant la diffusion de la décision GH-4-90 de l'Office le 18 mars 1991, les motifs devant suivre.

L'Office a publié ses Motifs de décision GH-4-90 le 20 juin 1991.

Dans une lettre datée du 17 janvier 1992, **TransCanada** retirait sa motion. **WGML** et **Niagara Mohawk** en firent de même dans des lettres datées respectivement du 20 janvier et du 4 février 1992.

Pipelines Trans-Nord Inc. – Déplacement du gazoduc passant sous le centre commercial de Saint-Eustache

En mars 1991, **Pipelines Trans-Nord Inc.** déposait un avis de motion auprès de la Division d'appel de la Cour fédérale pour obtenir l'autorisation d'en appeler

de la décision rendue par l'Office, le 11 février 1991. Cette décision venait étayer l'ordonnance MO-22-89, du 21 décembre 1989, enjoignant **Trans-Nord** de déplacer une partie de gazoduc passant sous le centre commercial de Saint-Eustache. **Trans-Nord** a alors tenté de vérifier les points suivants :

- L'Office détient-il le pouvoir nécessaire, en vertu du paragraphe 48(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, pour ordonner le déplacement d'un pipeline?

- L'Office a-t-il commis une erreur de droit ou outrepassé sa compétence en formulant sa décision du 21 décembre 1989, en ce sens qu'aucune preuve devant lui n'indiquait quelque changement matériel, que ce soit dans les faits ou dans les circonstances, depuis l'autorisation originale de l'Office pour la construction du pipeline en 1967?

Le 16 mai 1991, la Division d'appel de la Cour fédérale a entendu la motion oralement et a rejeté le même jour la demande d'autorisation d'appel présentée par **Trans-Nord**.

L'Association des tribus assujetties au traité no 8 et la Bande indienne de Doig River – Croisements à la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Alberta

Le 10 janvier 1991, l'**Association des tribus assujetties au traité no 8** et la **Bande indienne de Doig River** ont déposé un avis de motion auprès de la Division d'appel de la Cour fédérale pour obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office du 13 décembre 1990, approuvant une demande présentée par **Canadian Hunter Exploration Ltd.** pour la construction de trois tronçons de pipelines interprovinciaux de 1 363 mètres chacun entre la Colombie-Britannique et l'Alberta.

Le premier motif d'appel ainsi présenté était que l'Office avait refusé aux deux groupes l'équité en matière de procédure en ne leur donnant pas l'occasion de commenter la réponse de **Canadian Hunter**, du 6 novembre 1990, aux commentaires formulés au préalable par l'**Association des tribus assujetties au traité no 8** et la **Bande indienne de Doig River**. Le deuxième motif d'appel était que l'Office avait omis de prévoir une audience publique pour les appelants dont les droits issus de traités, protégés constitutionnellement, ne pouvaient être touchés sans la tenue d'une telle audience.

Le 2 mai 1991, la Division d'appel de la Cour fédérale accordait à l'**Association des tribus assujetties au traité no 8** et à la **Bande indienne de Doig River** l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office du 13 décembre 1990.

On s'attend à ce que l'appel soit entendu au début de 1992.

Ressources des régions pionnières

Introduction

Lorsque l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada** a été dispersée, l'Office national de l'énergie s'est vu conférer de nouvelles responsabilités, tout à fait différentes de ses responsabilités traditionnelles en matière de réglementation, pour l'exploitation du gaz et du pétrole sur une partie des terres pionnières du Canada. Ces responsabilités englobent la réglementation des activités de prospection pour le gaz et le pétrole, de même que la mise en valeur et la production de ressources pétrolières et gazières d'une façon qui favorise la sécurité des travailleurs, protège l'environnement et préserve les ressources d'hydrocarbures.

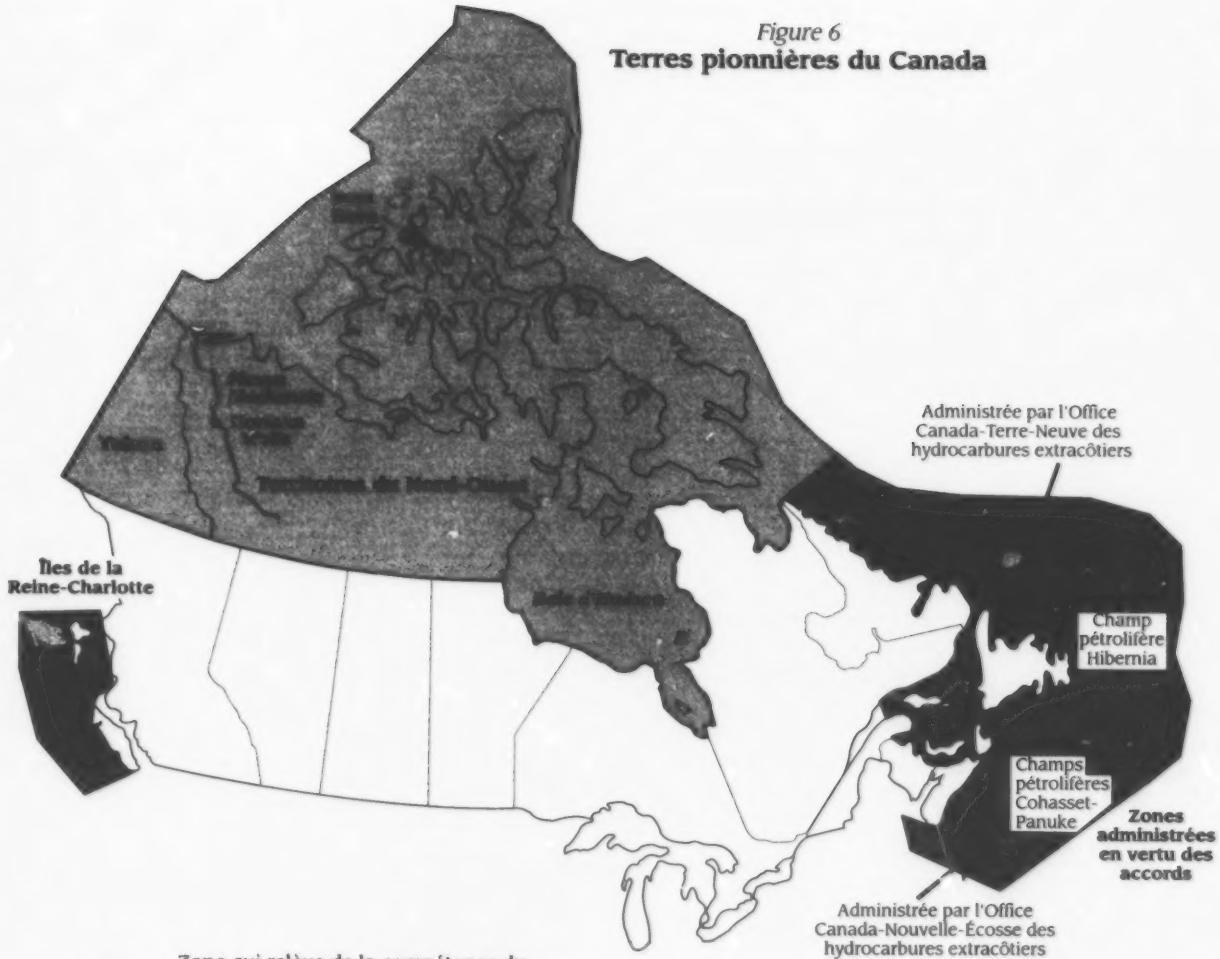
La compétence de l'Office concernant les activités dans les régions pionnières s'applique à une partie des terres pionnières du Canada. Par l'entremise des **offices des ressources extracôtières**, le gouvernement fédéral partage avec les **provinces de Terre-Neuve et Labrador** et de la **Nouvelle-Écosse** la responsabilité des activités pétrolières et gazières au large d'une bonne partie de la côte est du Canada. Un mode de gestion conjoint semblable est également envisagé pour le Nord, mais n'entrera en vigueur qu'une fois conclu l'Accord du Nord. Pour le moment, cependant, le gouvernement fédéral conserve l'entière responsabilité des activités pétrolières et gazières menées dans des régions non couvertes par des accords, soit au nord du 60e degré de latitude Nord, dans la baie d'Hudson, dans certaines régions du golfe du Saint-Laurent et dans les eaux de la côte ouest qui échappent à la compétence provinciale.

Pour que l'Office national de l'énergie puisse exercer son pouvoir décisionnel dans les régions non couvertes par des accords, il est nécessaire de modifier les lois qui régissent actuellement la réglementation de l'exploitation pétrolière et gazière, soit la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz (LPREPG)*, la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. D'ici à ce que les modifications nécessaires soient apportées à ces lois, la réglementation continuera d'être officiellement autorisée par l'agent principal de la conservation, nommé par le **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, en vertu d'une disposition de la *LPREPG* (pour les activités au sud du 60e degré de latitude Nord) et par le **ministre des Affaires indiennes et du Nord** (pour les activités au nord du 60e degré de latitude Nord), avec les conseils et l'aide de l'Office national de l'énergie pour ce qui est des questions techniques.

Le processus d'examen débute par une évaluation environnementale de chaque projet, conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (le Décret sur les lignes directrices visant le PEEE)*. La responsabilité de la sécurité, de la protection

Figure 6

Terres pionnières du Canada



environnementale et de la conservation des ressources s'exerce au moyen d'autorisations distinctes pour chaque activité, telles que les levés géophysiques, les programmes et les plans de mise en valeur en vue d'activités de forage, et les études connexes. Durant le processus de réglementation, le personnel de l'Office mène une évaluation technique et examine des facteurs relatifs à la géologie, au génie géophysique, à l'environnement et à la conservation des ressources, des plans d'atténuation et des modes de responsabilité financière. Cette évaluation a pour but d'accroître la sécurité des travailleurs, de minimiser les risques posés à l'environnement et de s'assurer que l'activité peut et est menée d'une façon techniquement appropriée, qui respecte de bonnes pratiques de conservation. Subséquemment, toute recommandation ou condition résultant de l'évaluation est intégrée dans l'approbation de la réglementation. Après le début de l'exploitation, l'inspection des activités menées dans le Nord est effectuée par l'Office à partir de son bureau de Yellowknife, de sorte que soient respectées les dispositions des règlements portant sur les techniques et la sécurité, promulgués en vertu de la *LPREPG* et du *Code canadien du travail*. L'inspection des installations de mesures, d'observation et de prévision environnementales est effectuée par le personnel du bureau principal pour ce qui est des régions de la côte est couvertes par un accord de même que des autres régions pionnières.

Parmi les activités de l'Office qui ont trait aux ressources des régions pionnières, on compte : l'estimation des ressources d'hydrocarbures découvertes et potentielles; l'évaluation du rendement des chantiers; le maintien d'un répertoire des rapports et du matériel soumis par l'industrie; l'encouragement des programmes de recherche en vue d'élargir le champ de connaissances requis pour s'acquitter des responsabilités en matière de réglementation; et la prestation de conseils techniques et environnementaux au **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources** et au **ministre des Affaires indiennes et du Nord**.

L'Office évalue les impacts environnementaux de toutes les activités proposées dans les eaux relevant d'une gestion conjointe ainsi qu'ailleurs dans les régions pionnières. L'Office veille également à ce que les activités pétrolières et gazières entreprises dans toutes les régions pionnières, de même que les projets menés par le **Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)** et le **Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GRDE)**, respectent les dispositions du *Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*. L'Office voit aussi à la gestion et à la promotion de la recherche financée aux termes du **FEE** et du **GRDE**.

Ententes fédérales-provinciales-territoriales de gestion des régions pionnières

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

La responsabilité de la gestion des droits dans le Nord incombe maintenant à la **Direction de la gestion du pétrole et du gaz du Nord**, du **ministère des Affaires indiennes et du Nord**. L'Office fournit des conseils sur les questions de modalités relatives à la délivrance des permis d'exploitation des terres, telles que le potentiel géologique, les contraintes opérationnelles et l'environnement. L'évaluation environnementale des régions à l'étude en vue de la délivrance de permis est effectuée par l'Office.

La ronde de délivrance de permis qui a eu lieu en 1991 pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort s'est terminée le 25 novembre avec l'ouverture des soumissions faites sur quatre parcelles. Les soumissions retenues ont été annoncées par le **ministre des Affaires indiennes et du Nord** le 9 décembre. Les trois parcelles du delta du Mackenzie - les premières pour lesquelles des droits d'exploitation allaient être concédés sur le continent depuis 25 ans - ont attiré une soumission combinée au total de 53,3 millions de dollars de la part de **Shell Canada**. La quatrième parcelle, dans la région centre de la mer de Beaufort, a été concédée à un consortium dirigé par **Chevron Canada Resources** et la **Compagnie des Pétroles Amoco Ltée**. Une parcelle offerte plus tôt dans l'année sur les îles Cameron, dans l'archipel arctique, n'a suscité aucune soumission.

Des données de géologie, de géophysique et de génie non confidentielles, relatives à la prospection dans les Territoires, peuvent être consultées au bureau principal de l'Office à Calgary, de même qu'à son bureau de Yellowknife. Des échantillons de forage et des carottes provenant des puits d'exploration sont entreposés à l'**Institut de géologie sédimentaire et pétrolière** de Calgary, où ils peuvent d'ailleurs être examinés.

Nouvelle-Écosse

Les activités d'exploitation pétrolière et gazière au large des côtes de la Nouvelle-Écosse sont réglementées par l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE)**. Le personnel de l'Office national de l'énergie examine, au nom du **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, les effets environnementaux significatifs des activités proposées dans ces régions et fournit des conseils techniques sur demande au ministre et à l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**.

L'installation de traitement et de laboratoire de Dartmouth, qui faisait partie, à l'origine, de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada**, est maintenant la responsabilité commune de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** et du **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**.

Avec la participation de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**, des données de géologie, de géophysique et de génie non confidentielles peuvent être consultées au bureau principal de l'Office national de l'énergie, à Calgary.

Terre-Neuve et Labrador

Les activités d'exploitation pétrolière et gazière menées dans les eaux entourant Terre-Neuve et au large de la côte du Labrador sont réglementées par l'**Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers**. Le personnel de l'Office national de l'énergie examine, au nom du **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, la portée environnementale des activités proposées dans ces régions, et répond aux demandes de conseils provenant du Ministre et de l'**Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers** relativement aux aspects techniques et aux questions de génie.

Au cours de 1991, l'Office a pris part à la surveillance environnementale du projet Hibernia par l'entremise du **Comité de gestion environnementale du chantier de construction Hibernia** et grâce à sa participation au Programme de surveillance de Hibernia d'**Énergie, Mines et Ressources Canada**.

Travaux de prospection dans les régions pionnières

Au total, 14 puits ont été forés jusqu'à leur profondeur finale dans les régions pionnières du Canada en 1991 : neuf de ces puits ont été forés au nord du 60^{e} degré de latitude Nord, dans des régions qui relèvent maintenant de la compétence de l'Office national de l'énergie; trois ont été forés au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, et deux dans le bassin Jeanne-d'Arc, dans la région des Grands Bancs de Terre-Neuve.

La côte est

Les travaux au large des côtes de la Nouvelle-Écosse ont été concentrés sur le projet de mise en valeur de Cohasset-Panuke, mené par **LASMO Nova Scotia Limited**. Le puits Panuke J-99 PP1 a été entièrement foré à partir de l'emplacement de la plate-forme de production J-99, et le forage de trois autres puits de production a été entrepris, puis interrompu à de faibles profondeurs pour être achevé au début de 1992. Le puits Lawrence D-14 a été foré à huit kilomètres au nord de Cohasset, et abandonné au début de 1991 comme un puits sec. Un deuxième puits de prospection, Balmoral M-32, a été subséquemment foré sur une autre fermeture, près du champ Panuke, et des réserves exploitables supplémentaires ont été découvertes pour le projet de Cohasset-Panuke. Deux programmes sismiques ont été menés à proximité de Cohasset-Panuke par la **Nova Scotia Resources Ltd.** et **LASMO**.

Les travaux de forage exploratoire effectués à partir du semi-submersible M.V. *Treasure Searcher*, dans le bassin Jeanne-d'Arc, à l'est de Terre-Neuve, a donné lieu au forage de deux puits, soit Thorvald P-24, de BP et al., et Botwood G-89, de Mobil Oil Canada Properties. Aucun de ces puits n'a permis de découvrir de nouvelles réserves, et tous deux ont été subséquemment abandonnés.

Plusieurs équipes de géophysique ont mené des activités au large des côtes est et ouest de Terre-Neuve. Dans le bassin Jeanne-d'Arc, la Société d'aménagement de Hibernia a terminé un grand programme sismique tridimensionnel sur le champ Hibernia, et on a effectué les levés de la région du puits Botwood pour le compte de la société **Mobil**. Quatre programmes ont été menés au large des côtes de Terre-Neuve, dont trois pour évaluer les permis de prospection extracôtière délivrés par l'**Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers**, en 1990, et un quatrième pour terminer un levé spéculatif.

Le Nord

En 1991, neuf puits, dont quatre puits de prospection, quatre puits de délimitation et un puits de production, ont été forés dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.

Les travaux de géophysique ont été considérablement réduits, par comparaison à 1990, à cause de l'absence d'activité dans la mer de Beaufort. Les travaux ont été limités, aussi, sur la partie continentale des Territoires.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Pour la première fois depuis un grand nombre d'années, aucun puits extracôtier n'a été foré dans la mer de Beaufort. Un puits de prospection, soit le puits Tuk E-20 d'Esso, a été foré sur la partie continentale, près de Tuktoyaktuk. Ce puits a été foré à une profondeur finale de 3 173 m, puis bouché et abandonné comme puits sec.

L'activité géophysique a diminué considérablement par comparaison à 1990 : aucun levé de région ou d'emplacement n'a été effectué au large des côtes. **Shell Canada** a mené un programme sismique tridimensionnel dans le delta du Mackenzie, couvrant 74 kilomètres carrés au-dessus des découvertes de Unipkat. Cet intérêt pour la partie continentale du delta se manifestait déjà, en décembre, lorsque **Shell** a annoncé un programme de forage substantiel dans des régions couvertes par de nouveaux permis de prospection obtenus en 1991.

Partie continentale des Territoires

Des huit puits forés et terminés dans la partie continentale des Territoires, en 1991, trois étaient des puits de prospection, quatre des puits de délimitation et un puits de production.

La société **Chevron Canada Resources Ltd.** a foré deux puits de prospection près de Fort Good Hope, dans la vallée du Mackenzie, soit le N-58 de Sperry Creek, et le F-46 de Ramparts River. Ces puits ont été creusés à leur profondeur finale de 2 160 m et 1 510 m, respectivement, puis subséquemment bouchés et abandonnés.

La société **Paramount Resources** a concentré son programme de forage sur la région de Cameron Hills. À la fin de l'année, cinq puits avaient été forés à leur profondeur finale. Le Cameron B-25, un puits de prospection dont le forage avait été entrepris en 1990, a fait l'objet de forage supplémentaire jusqu'à une profondeur de 1 649 m, puis suspendu comme puits de pétrole et de gaz. Quatre puits de délimitation ont été forés, donnant les résultats suivants : Cameron C-19 et Cameron C-73 ont été creusés à des profondeurs respectives de 1 673 m et 1 657 m, et du pétrole et du gaz en ont débité; Swede G-21 a été foré à une profondeur de 1 652 m et terminé comme puits de pétrole; et Swede A-52 a été bouché et abandonné à une profondeur finale de 1 610 m.

Paramount a aussi repris le forage de huit puits de Cameron Hills entrepris précédemment pour effectuer des essais supplémentaires. Cameron J-62, I-16, B-08, C-50, N-28, A-68 (puits de gaz), ainsi que Cameron J-37 et M-73 (puits de pétrole et de gaz), ont été mis à l'essai, puis bouchés et suspendus.

Dans la partie sud-est du Yukon, la société **Columbia Resources** a repris le forage du puits Kotaneelee I-48, qu'elle a mis à l'essai pour ensuite le boucher

et l'abandonner. À partir de ce puits, elle a plus tard procédé au forage dévié de Kotaneelee I-48A; ce nouveau puits a été creusé à une profondeur finale de 3 915 m et terminé comme puits de production.

Les activités de géophysique ont augmenté de façon marginale, en 1991, avec la mise en oeuvre de trois programmes sismiques. Dans la région de Fort Norman, **Chevron Canada Resources** a fait l'acquisition de mesures sismiques et gravimétriques pour une étendue de 242 kilomètres; une partie d'un programme de vibroseis mené par **Mobil Oil Canada** a franchi la frontière de la Colombie-Britannique pour se prolonger dans les Territoires du Nord-Ouest; et **Esso Resources** a fait l'acquisition de données de vibroseis sur les glaces du Mackenzie, à la hauteur de Norman Wells.

Deux programmes de géologie ont eu lieu dans le Yukon : **Arco Alaska Inc.** a prolongé un programme des États-Unis au-delà de la frontière dans la partie nord du Yukon, et **Chevron Canada Resources** a entrepris une étude sur le terrain à Eagle Plain.

Îles arctiques, est de l'Arctique, baie d'Hudson, golfe du Saint-Laurent et région extracôtière de l'Ouest

Dans l'Arctique, la société **Panarctic** a repris ses travaux sur cinq puits de gaz suspendus. Dans le champ Drake, Drake Point I-67 et Drake F-16 ont été mis de côté en vue d'une suspension à long terme. Dans le champ Hecla, les puits Hecla F-62 et E. Hecla C-32 ont été mis de côté en vue d'une suspension à long terme, tandis que Hecla I-69 a été mis à l'essai, puis bouché et abandonné.

Les travaux sismiques dans le golfe du Saint- Laurent ont été limités aux eaux qui relèvent de la compétence de l'**Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers**.

Les eaux au large de la côte ouest de la Colombie-Britannique et dans le détroit d'Hécate continuent de relever de la compétence du gouvernement fédéral. Un moratoire sur la prospection pétrolière est en vigueur d'ici à la mise en oeuvre des recommandations de la **Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest** et à la reprise des négociations sur l'Accord de l'Ouest.

Évaluation des ressources

Évaluation du potentiel en hydrocarbures

De nouveaux résultats de travaux de forage et de programmes sismiques dans le Nord ont été évalués et utilisés dans le cadre des études permanentes du potentiel de la partie sud des Territoires, du couloir du Mackenzie, du plateau de Peel, du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Ces études sont à la base des conseils fournis au gouvernement et aux groupes locaux relativement au potentiel en hydrocarbures et aux possibilités relatives du Nord. **La Direction du pétrole et du gaz du Nord**, du **ministère des Affaires indiennes et du Nord**, a sollicité les conseils du personnel de l'Office sur des questions techniques relatives à la taille et à la répartition des zones productives possibles pour lesquelles on envisage de lancer un appel de nominations, aux pratiques d'exploitation et aux coûts des levés géophysiques dans le Nord.

Dans le cadre de sa participation continue aux fonctions d'évaluation des ressources d'hydrocarbures assumées par la **Commission géologique du Canada**, l'Office a défini les paramètres des gisements de gaz situés au nord du 60^{e} degré de latitude Nord, aux fins de l'évaluation des ressources de gaz naturel de l'ouest du Canada, et continué ses études actives aux fins de l'évaluation des ressources de pétrole et de gaz du couloir du Mackenzie. L'Office a également examiné les possibilités d'exploitation d'hydrocarbures dans le parc national du lac Bluenose projeté, dans le cadre d'une évaluation des ressources minérales et de l'énergie, et terminé un rapport sur le bassin Old Crow, dans le nord du Yukon, que les **ministères de l'Environnement** et **des Affaires indiennes et du Nord** ont utilisé pour évaluer les propositions de nouveaux parcs nationaux et le potentiel des ressources d'hydrocarbures.

Les aménagements en rapport avec l'évaluation des terres relevant de la compétence des **offices des hydrocarbures extracôtiers** ont fait l'objet d'une surveillance, ce qui a permis de favoriser une meilleure compréhension du potentiel en pétrole et en gaz dans l'ensemble des régions pionnières. Dans cette vaste perspective, on a fourni des conseils au **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources** sur les conséquences définies dans une évaluation du potentiel des ressources du bassin Jeanne-d'Arc, dans la région des Grands Bancs de Terre-Neuve, effectuée par la **Commission géologique du Canada**.

Recommandations sur des découvertes importantes

Des études d'évaluation ont été entreprises pour aider à définir le périmètre de trois découvertes importantes dans la mer de Beaufort. Ainsi, une recommandation sur le périmètre de la découverte importante d'Isserk I-15 d'Esso PCI-Home et al. a été présentée au **ministère des Affaires indiennes et du Nord**. Le travail se poursuit sur les puits de Nipterk P-32 et Kingark J-54.

L'Office a examiné les recommandations techniques formulées par le Comité du pétrole et du gaz sur les découvertes importantes faites au puits Minuk I-53 dans la mer de Beaufort.

Conservation et mise en valeur des ressources

Partie continentale des Territoires

Norman Wells

Le rendement du projet d'expansion par injection d'eau entrepris au champ de Norman Wells a continué d'afficher une légère amélioration par rapport à l'année précédente. En 1991, la production de pétrole a atteint 1,894 million de m^3, une augmentation par rapport à la production de 1,841 million de m^3 enregistrée en 1990. On a enregistré le plus fort débit quotidien moyen en avril, alors qu'il atteignait 5 334 m^3 par jour. Au 31 décembre 1991, la production cumulée de pétrole tirée du champ s'élevait à 15,886 millions de m^3. La production de gaz a augmenté légèrement, passant de 126 millions de m^3 en 1990, à 130 millions de m^3 en 1991.

Parmi les modifications apportées aux installations, on compte l'ajout de pompes d'injection d'eau et l'amélioration des pompes existantes pour accroître la capacité d'injection d'eau. Le travail sur la citerne de décantation s'est poursuivi, et on en prévoit l'installation en 1992. L'expansion du système d'automatisation, la modification des lignes d'injection d'eau et la réparation des îles artificielles et des routes sur digues, de façon à en maintenir l'aspect original, sont d'autres activités qui ont eu lieu sur ce champ.

À la fin de l'année, le champ comptait 165 puits producteurs et 156 injecteurs.

Kotaneelee

Le champ gazifère de Kotaneelee, exploité par **Columbia Gas Development of Canada Ltd.**, a connu une production intermittente de février 1979 à novembre 1980. Les installations ont été mises en réserve et les puits ont été suspendus en 1983. En 1990, les exploitants ont demandé et obtenu l'autorisation de modifier le plan de mise en valeur de Kotaneelee, qui comprenait l'amélioration des installations et le reconditionnement des puits Kotaneelee YT I-48 et B-38 de Columbia et al. Kotaneelee YT I-48 a dû être abandonné, mais YT I-48A a été dévié et foré à sa profondeur finale. La production du champ a été relancée en février 1991. Sa production totale, en 1991, s'est élevée à 227,2 millions de m^3, et sa production cumulée a atteint 272,7 millions de m^3.

Pointed Mountain

L'installation d'un compresseur de gaz et d'une unité de déshydratation à la tête de puits a donné lieu à une légère augmentation de la production au champ de gaz naturel de Pointed Mountain. En 1991, la production de gaz était de 90 millions de m^3, par comparaison à 74 millions de m^3 en 1990. La production cumulée du champ, enregistrée au 31 décembre 1991, a atteint 8,405 milliards de m^3.

Cameron Hills

Paramount Resources Ltd. a soumis un plan de mise en valeur pour le champ pétrolifère de Cameron Hills, comprenant une phase d'essai initial et de forage de délimitation, suivi d'un projet-pilote dépendant des résultats initiaux, puis se terminant par l'aménagement complet des installations si la production le justifie. Ce plan de mise en valeur est présentement à l'étude.

Îles de l'Arctique

Bent Horn

La société **Panarctic Oil Ltd.** a expédié un chargement de pétrole brut extrait du champ pétrolifère de Bent Horn, sur l'île Cameron, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le 21 août 1991, le M.V. *Arctic* est parti pour Montréal avec 24 579 m^3 de pétrole à son bord, et est revenu en septembre; toutefois, le pétrolier n'a pu reprendre un second chargement en raison des conditions dangereuses des glaces.

En 1991, la production totale du champ s'élevait à 32 556,9 m^3, portant la production totale cumulée de pétrole brut du champ de Bent Horn à 256 816 m^3. À l'heure actuelle, 20 453 m^3 de pétrole sont entreposés aux installations de Bent Horn, dont 3 130 m^3 sont conservés dans des réservoirs à parois souples.

Panarctic avait soumis, en 1990, de la documentation pour modifier son plan de mise en valeur de Bent Horn, de façon à y inclure l'utilisation d'un chemin d'hiver permettant de circuler entre le champ de Bent Horn et Rea Point. L'approbation de ce projet permettrait à **Panarctic** de produire 18 200 m^3 de pétrole pendant l'hiver, de transporter le pétrole par camion sur un chemin de glace jusqu'aux installations d'entreposage de Rea Point, puis de faire en sorte que le pétrole soit expédié sur le marché par pétrolier après la fonte des glaces. La modification du plan de mise en valeur a été approuvée. La société a toutefois dû fournir des renseignements supplémentaires avant d'obtenir l'autorisation de modifier ses exploitations. **Panarctic** a donc soumis la documentation supplémentaire demandée, et s'il est approuvé, le projet débutera à l'hiver 1993.

Lois et règlements

Modifications à la Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz à des fins de sécurité

En 1991, l'Office, en consultation avec le **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, les **ministères des Richesses naturelles de la Nouvelle-Écosse** et de **Terre-Neuve**, et les **offices Canada-Terre-Neuve et Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**, a mis la dernière main aux modifications axées sur la sécurité, proposées à la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* et à l'Accord qui en découle. Ces modifications constituent les dernières mesures requises pour la mise en oeuvre des plus récentes recommandations formulées par la Commission royale sur le désastre marin de l'*Océan Ranger*. Ces modifications accroîtront le degré de protection des travailleurs grâce à un certain nombre de mesures liées à l'évaluation des installations et de l'équipement et à la formation du personnel. Une des recommandations les plus importantes requiert que les installations et l'équipement soient évalués et vérifiés par un service de certification pour s'assurer qu'ils répondent aux exigences de la réglementation et qu'ils sont en bon état. De surcroît, l'Office a entrepris, au nom du **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, une évaluation environnementale des modifications proposées.

Géophysique

La version préliminaire du *Règlement sur l'étude géophysique des gisements de pétrole et de gaz du Canada*, qui s'appliquera à tous les travaux de géophysique sur des terres relevant de la compétence fédérale, est actuellement à l'examen du ministère fédéral de la Justice. Il devrait être promulgué en 1992, et suivi peu après des versions s'appliquant aux ressources extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.

Forage

L'Office participe à l'élaboration des versions du *Règlement sur le forage pour hydrocarbures* qui s'appliqueront aux régions visées par l'Accord. La version qui vise Terre-Neuve n'attend que la signature du Ministre et sera publiée dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada* dans un avenir prochain. La version s'appliquant à la Nouvelle-Écosse a été publiée dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada* le 7 décembre 1991. Des modifications accessoires sont actuellement apportées à la version du *Règlement sur le forage* qui s'applique à toutes les régions du Canada. Ces modifications comporteront une référence au *Règlement sur les installations* et au Règlement concernant le *Certificat de conformité des installations et de l'équipement*, de même que certaines modifications reflétant les changements apportés aux versions élaborées aux fins de l'Accord. Ce règlement vise à garantir que toutes les mesures touchant à la sécurité de la

vie humaine, la protection de l'environnement et la conservation des ressources d'hydrocarbures respectent des normes strictes avant que l'organisme de réglementation n'accorde l'autorisation d'entreprendre des travaux de forage.

Santé et sécurité au travail

L'Office participe à l'élaboration des versions du *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle des travailleurs* qui s'appliqueront aux régions visées par l'Accord. La version terre-neuvienne du règlement est presque terminée et devrait être transmise au **ministère de la Justice** en 1992. La version néo-écossaise, qui sera semblable à celle de Terre-Neuve, devrait aussi être transmise au **ministère de la Justice** en 1992. Ce règlement définit les mesures et les procédures que doit prendre l'industrie pour offrir aux travailleurs un milieu de travail sain et sécuritaire.

Production et conservation

L'Office aide le **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources** à préparer les versions du *Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada* qui s'appliqueront à Terre-Neuve et à la Nouvelle-Écosse. La vérification de la traduction française de ce règlement est presque terminée, et le tout sera envoyé au **ministère de la Justice** en 1992 pour examen. Ce règlement couvrira les procédures et les approbations destinées à assurer la mise en valeur et l'exploitation structurées et efficaces des découvertes de pétrole et de gaz dans les régions extracôtières visées par l'Accord.

En raison de la dispersion de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada** et à son intégration partielle à l'Office national de l'énergie, on a remis à 1992 la proposition de publier des lignes directrices sur la mise en oeuvre du plan de mise en valeur aux termes du *Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada*.

Installations

Les versions du Règlement sur les installations gazières et pétrolières s'appliquant à toutes les régions du Canada et aux régions visées par l'Accord ont été préparées en consultation avec le **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**, les **ministères des Richesses naturelles de Terre-Neuve** et de la **Nouvelle-Écosse**, et les **offices Canada-Terre-Neuve** et **Canada Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**. Ce règlement établit les exigences techniques minimales qui doivent être respectées sur les plans de la conception, de la construction, de la mise en place, de l'inspection, de l'exploitation, de l'entretien et de la réparation de toute installation. La version préliminaire du règlement sera soumise au **ministère de la Justice** au début de 1992.

Certificat de conformité des installations et de l'équipement

Le *Règlement sur l'état des installations et de l'équipement* a été élaboré, et la traduction française a été vérifiée. Ce règlement fait partie intégrante du processus de certification recommandé par la Commission royale sur le désastre marin de l'*Océan Ranger* de même que par le Groupe de travail Harrison. Ce règlement comporte une liste d'organismes auxquels on a donné l'autorisation d'agir à titre d'organisme de certification, de même que les procédures à suivre pour la délivrance d'un Certificat de conformité des installations et de l'équipement. Ce règlement définit également la portée minimale du travail que peuvent effectuer les organismes de certification. Le *Règlement sur les installations gazières et pétrolières*, le *Certificat de conformité des installations et de l'équipement* et les modifications accessoires apportées au *Règlement sur le forage*, au *Règlement sur les travaux de plongée* et au *Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada* seront soumis au **ministère de la Justice** au début de 1992.

Travaux de plongée

En 1991, l'Office a fourni des services experts à la **Direction des enquêtes maritimes** du **Bureau de la sécurité des transports (ministère des Transports)** pour la recherche sous-marine, l'examen et la récupération de deux vaisseaux coulés. L'Office national de l'énergie a également fourni de l'aide à l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse** pour les approbations du programme de plongée, ainsi que pour l'inspection et la certification, sur place, du personnel de plongée.

Le processus de certification des plongeurs est une activité permanente et, comme par le passé, un certain nombre de demandes de certificat présentées par des plongeurs et du personnel connexe ont dû être traitées aux termes du *Règlement sur les travaux de plongée*. À ce jour, plus de deux cents plongeurs ont obtenu leur certificat ou le renouvellement de leur certificat dans une des neuf catégories de spécialisation prescrites par le règlement. De surcroît, l'**Institut maritime de Québec** et le **Seneca College of Applied Arts and Technology** ont fait l'objet d'une évaluation, puis ont été approuvés comme centres de formation des plongeurs.

Les modifications au *Règlement sur les travaux de plongée liés aux activités pétrolières et gazières au Canada* et la version préliminaire du *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Nouvelle-Écosse* ont été examinées par le ministère de la Justice et sont en cours de promulgation.

Association canadienne de normalisation

Le personnel de l'Office siège au comité permanent de l'**Association canadienne de normalisation** chargé de l'élaboration du nouveau *code pour la conception, la construction et l'installation de plates-formes fixes au large*

des côtes de l'**ACNOR**, de même qu'à ses cinq comités techniques, à plusieurs sous-comités et à divers groupes de travail connexes. L'élaboration de ces normes met en valeur une méthode moderne de conception des plates-formes fixes en zones extracôtières, en ce sens que le processus de conception s'appuie sur la méthode des «états limites». Cette méthode de conception est venue étayer l'accent placé sur des conditions précises liées à l'environnement canadien, telles que les basses températures, la formation de glaces et une structure unique.

Un important programme de vérification a été mis en place en rapport avec l'élaboration de ce nouveau code. Ce programme de vérification comporte deux composantes principales : l'examen et les commentaires d'experts sur les cinq normes préliminaires qui constituent le code, et une série d'études de vérification spécialement conçues pour étalonner et (ou) vérifier les exigences techniques contenues dans les normes préliminaires.

En 1991, les études de vérification approuvées par le **sous-comité de la vérification de la conception d'ACNOR** portaient principalement sur l'évaluation des incertitudes liées aux techniques de modélisation et aux banques de données utilisées pour élaborer les critères en matière de conception. De plus, le sous-comité s'est penché sur l'évaluation ou la vérification de l'efficacité des exigences techniques appliquées à la conception des éléments et composantes de structure que comportent les plates-formes d'acier et de béton construites au large des côtes. Ces études ont montré que les normes préliminaires fournissent une approche uniforme et cohérente et qu'elles conviennent et peuvent maintenant être utilisées par les concepteurs de plates-formes extracôtières. Des normes officielles seront publiées par l'**ACNOR** vers la fin de 1992.

Inspections

L'Office a inspecté des sites de prospection et de production pour s'assurer que l'exploitation se fait conformément aux exigences des programmes approuvés et des règlements en vigueur. Dix-sept inspections de travaux de forage, sept inspections d'installations de production et deux inspections de programmes sismiques ont été effectuées en 1991. De plus, quinze emplacements de puits suspendus ont fait l'objet d'une inspection.

L'Office a également procédé à l'inspection d'installations de surveillance des glaces et des icebergs, de mesure des conditions de la mer et du temps, et d'observation et de prévision pour s'assurer qu'elles respectent les exigences des règlements. En 1991, trois établissements de prévision ont été inspectés, et l'Office a fourni des conseils aux **offices Canada-Nouvelle-Écosse** et **Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers**, à d'autres organismes gouvernementaux, à des exploitants du secteur pétrolier et à des entrepreneurs relativement aux exigences environnementales physiques des activités de forage.

Accidents avec perte de temps

En 1991, un total de cinq accidents avec perte de temps ont été signalés dans les régions pionnières qui échappent à l'Accord, dont deux se sont produits à des sites de forage, deux à des sites de production et un lors de travaux de géophysique. Aucun accident mortel ne s'est produit, au cours de l'année, en relation avec des activités pétrolières et gazières dans les régions pionnières non régies par l'Accord.

Protection de l'environnement

Le mandat environnemental de l'Office national de l'énergie pour les régions pionnières découle de responsabilités de réglementation définies en vertu de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*, de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, de la *Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques* et du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*. Une nouvelle loi environnementale (la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*), qui touchera le rôle de l'Office national de l'énergie dans ces capacités en matière d'évaluation environnementale, devrait être adoptée en 1992.

Outre ses responsabilités inhérentes à l'évaluation environnementale de toutes les activités pétrolières et gazières menées dans les régions pionnières, l'Office est responsable de l'administration des règlements, de la gestion des activités de recherche et développement et, s'il y a lieu, de la prestation de services experts techniques au **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources,** au **ministère des Affaires indiennes et du Nord**, de même qu'aux **offices Canada-Nouvelle-Écosse** et **Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers**.

Pour remplir ses obligations relativement à la promotion de la sécurité dans les activités de prospection et de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières en milieux hostiles, et à la protection de l'environnement contre ces activités, l'Office a mené une vaste gamme d'activités liées au *PEEE* et à l'application des lois, en 1991, par l'entremise de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada** et de la nouvelle Direction générale de l'environnement de l'Office même. De surcroît, grâce au **Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GREE)** et au **Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)**, l'Office a entrepris, promu et géré les activités de recherche et développement nécessaires en vue de l'approbation d'activités pétrolières et gazières conformément aux règlements environnementaux, et pour l'amélioration du savoir-faire canadien dans l'industrie du pétrole et du gaz. L'Office a également consulté des organismes des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux, l'industrie et la collectivité universitaire au sujet de ces responsabilités et de l'établissement des priorités des programmes de recherche.

Côte est

Pour donner suite à une demande présentée par le **ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR)**, au nom du ministre, l'Office a élaboré et mis en oeuvre un système de surveillance de la situation des réponses aux recommandations du *Rapport de l'examen environnemental interministériel sur le projet de mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia*. Des rapports sur la situation des réponses ont été présentés à **EMR** sur demande.

L'Office a informé les représentants d'**EMR** et de la **Nouvelle-Écosse** des exigences relatives au chemin d'accès du terminal de Richmond. Il a également participé à des discussions avec l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** et le **ministère de l'Environnement** au sujet des méthodes de traitement des eaux usées provenant du projet de mise en valeur de Cohasset-Panuke.

Des évaluations et des examens environnementaux à des fins d'approbation, aux termes des règlements en vigueur, ont été menés pour l'autorisation d'un programme de forage (au large de la Nouvelle-Écosse), de quatre puits (trois au large de la Nouvelle-Écosse et un au large de Terre-Neuve), d'un programme de géophysique et de géologie (au large de la Nouvelle-Écosse), et de deux programmes du Fonds de développement des régions extracôtières (un à Terre-Neuve et un autre en Nouvelle-Écosse).

Nord

Examen des travaux de forage dans la mer de Beaufort

En septembre 1990, le **ministre des Affaires indiennes et du Nord** formait le **Comité permanent sur la mer de Beaufort** pour évaluer les préoccupations du **Comité d'étude des répercussions environnementales (CERE)** au sujet de la planification des mesures d'urgence du gouvernement en cas de déversement de pétrole s'il survient une éruption dans la mer de Beaufort. Le Comité permanent était formé de représentants des Inuvialuit, de l'Office, de l'industrie pétrolière, des gouvernements territoriaux et du gouvernement fédéral, qui ont un intérêt direct dans la gestion des activités de prospection dans la mer de Beaufort.

Le Comité permanent a revu les résultats cumulés par sept groupes de travail formés pour se pencher sur :

- les mesures d'urgence du gouvernement en cas de déversement causé par l'éruption d'un puits;
- les capacités d'un puits au cours d'une même saison;
- l'essai et la révision d'un plan d'urgence;
- la participation des Inuvialuit dans la planification d'urgence et les travaux de nettoyage;
- le coût des mesures correctrices et l'élaboration d'un scénario de la pire éventualité;
- la compensation et la responsabilité financière;
- la nature et le coût de mesures de correction et d'atténuation possibles dans la mer de Beaufort;
- les processus scientifiques liés à la recherche qui doit être entreprise en cas de déversement;
- les méthodes d'évaluation et les banques de données.

Des membres de l'Office ont présidé les groupes de travail sur les «saisons d'exploitation» et le «scénario de la pire éventualité», et participé aux groupes

de travail sur les «mesures de correction et d'atténuation», la «compensation et la responsabilité financière», la «recherche et l'étude scientifique» et la «gestion gouvernementale». L'Office a également fourni des conseils au groupe de travail sur la «mise à l'essai du plan d'urgence».

Le rapport du Comité permanent a été soumis au **ministre des Affaires indiennes et du Nord**, en avril. Ce rapport complet en huit volumes présentait 33 recommandations liées aux sujets de préoccupation des groupes de travail. L'Office national de l'énergie y est identifié comme l'organe principal pouvant mettre en oeuvre 14 des 33 recommandations du Comité. L'Office a participé à l'atelier sur la mise en oeuvre des recommandations, en septembre, et consultera d'autres participants aux travaux du Comité en vue de l'application des recommandations.

Pendant que le **Comité permanent sur la mer de Beaufort** préparait ses recommandations, l'examen environnemental de l'*Approbation du programme de forage Kulluk de Gulf* s'est poursuivi, en consultation avec le **ministère des Pêches et des Océans** et le **Comité consultatif sur les eaux arctiques**, pour déterminer les conditions environnementales relatives au programme. Cet examen a pris fin lorsque Gulf a retiré sa demande.

L'Office a examiné deux propositions présentées par **Panarctic** : la première visait le camionnage du pétrole brut sur un chemin de glace aménagé entre Bent Horn et Rea Point, et la seconde l'entreposage, pendant l'hiver, de pétrole brut dans des réservoirs à parois souples aux installations d'entreposage du site de production de Bent Horn. Le projet de camionnage sur chemin de glace avait pour but de garantir qu'un minimum de deux chargements de pétrole pourraient être transportés, par année, du site de production de **Panarctic** jusqu'à Bent Horn. Ce projet a été approuvé à condition que des bermes soient construites autour des zones de chargement et de déchargement, et qu'un plan d'atténuation convenable soit mis en place. Les travaux devraient se poursuivre en 1993. Le projet visant à entreposer, pendant l'hiver, des réservoirs à parois souples remplis de pétrole brut aux installations de Bent Horn découle des problèmes survenus lorsque le M.V. Arctic s'est retrouvé pris dans les glaces au moment de son deuxième voyage à la zone de chargement. Après avoir conclu que les bermes entourant les réservoirs retiendraient le pétrole qui pourrait s'écouler, en cas de fuite, l'Office a approuvé le projet d'entreposage du brut pendant l'hiver. Le pétrole ainsi entreposé dans les réservoirs sera pompé l'année prochaine après avoir été mélangé à du pétrole nouvellement extrait.

L'Office a revu et recommandé l'approbation de la *Phase 1, Partie 1 des essais prolongés du débit du projet-pilote* de **Paramount**, à condition qu'un plan d'urgence soit mis en place. En consultation avec les autres ministères gouvernementaux, on a convenu de mener plus tard les évaluations environnementales des futures parties du projet - celles menant à la production complète - dès qu'on aura mis la dernière main à ces autres parties. On a informé l'exploitant qu'il devrait soumettre un plan de protection environnementale pour approbation avant d'entreprendre davantage de travaux dans le cadre de la Phase 1 du projet.

L'Office a également pris part à l'exercice de communication d'urgence de Norman Wells, avec **Esso**, coordonné à partir du bureau de l'Office de Yellowknife.

Des évaluations et des examens en matière d'environnement ont été menés pour l'approbation de deux levés géologiques dans le Territoire du Yukon; de deux Autorisations de mener des programmes de géophysique et de géologie dans les territoires du Nord-Ouest; de cinq Autorisations de forage de puits dans la région de Cameron Hills, dans les Territoires du Nord-Ouest; des plans de mise en valeur de **Panarctic** et de **Paramount** dans les Territoires du Nord-Ouest; et du programme de déviation de Kotaneelee, au Yukon.

Autres activités

On a distribué de nouvelles *Directives concernant l'environnement physique pour les programmes de forage au large du Canada*. Alors qu'elle faisait encore partie intégrante de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada**, la section des régions pionnières a fourni des éléments relatifs à l'environnement aux fins des *Lignes directrices du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, publiées en février 1991, et des *Lignes directrices sur la mise en oeuvre du plan de mise en valeur*, qui seront publiées en 1992.

L'Office a fourni des commentaires, pour les initiatives du *Plan vert* d'**Environnement Canada**, mettant en valeur la perspective de l'industrie du pétrole et du gaz. Il a également participé à l'élaboration de la nouvelle loi visant le processus d'évaluation environnementale en revoyant des versions provisoires de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et en prenant part aux délibérations du **Comité interministériel des évaluations environnementales** et des **Comités régionaux sur les évaluations environnementales**.

Pour traiter les préoccupations d'ordre environnemental concernant la protection des activités d'exploitation du pétrole et du gaz, de même que la protection de l'environnement contre ces activités, l'Office a participé aux travaux des comités sur le pétrole et le gaz (programme 6.0) du **Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GREE)**, en mettant de l'avant, examinant, approuvant, appuyant et gérant des projets de recherche. En plus de répondre aux nouvelles exigences en matière de recherche et de développement à l'appui des activités d'exploitation du pétrole et du gaz, des membres de l'Office ont pris part aux décisions du **GREE** de réorganiser la structure des comités chargés du programme 6.0.

De surcroît, à la demande des **ministères de la Défense nationale** et de l'**Énergie, des Mines et des Ressources**, l'Office a fournit des conseils sur les mesures correctrices pour les déversements et l'environnement nécessaires à la suite des confrontations militaires dans et aux environs du golfe Persique. Des séances d'information spéciales ont été organisées pour le ministre et le sous-ministre de **l'Énergie, des Mines et des Ressources**.

Recherche et développement

La recherche et le développement font partie intégrante des activités du groupe des régions pionnières de l'Office. Les conditions environnementales hostiles des régions pionnières nécessitent soit le développement, l'évaluation et la mise en oeuvre de nouvelles technologies, soit l'adaptation des technologies existantes. Les résultats de la recherche aideront à améliorer les technologies visant à accroître la sécurité des employés, améliorer les exigences en matière de protection environnementale et améliorer les techniques de forage et d'évaluation. Outre les fonds de recherche provenant de l'Office national de l'énergie, les activités de recherche sont encouragées par d'autres organismes grâce à des colloques, à des documents d'orientation et à la participation des membres aux travaux de comités techniques. De plus, un certain nombre de projets de recherche qui présentent un intérêt commun bénéficient d'un financement conjoint avec l'industrie, d'autres ministères gouvernementaux et des gouvernements étrangers.

Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques

Sous l'égide du **Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GREE)**, l'Office préside le **Comité de génie maritime** (programme 6.2). Des membres de l'Office participent aussi, dans le cadre du programme 6.0, au comité géoscientifique du pétrole, de même qu'à ceux sur la géotechnique extracôtière, les matériaux, les transports et l'environnement. Par l'entremise de ces comités, l'Office encourage la réalisation d'études sur la technologie en matière d'évacuation, la sécurité du personnel, la protection de l'environnement, la conception technique des structures, les interactions glace-structure, les critères d'organisation du milieu et les travaux géoscientifiques liés au pétrole. Le lecteur trouvera ci-après la description des principaux projets parrainés par le **GREE** et gérés par l'Office.

Sécurité du personnel

En 1991, la recherche en matière de sécurité du personnel a porté principalement sur des questions liées à l'évacuation sécuritaire du personnel des plates-formes de forage et de production au large des côtes; aux embarcations de sauvetage pour les hélicoptères accidentés; et à la conception technique d'un système de surveillance, dans une chambre de décompression, de l'état des plongeurs blessés.

En rapport avec l'évacuation du personnel des plates-formes extracôtières, on a appuyé la phase initiale d'un projet visant à concevoir un système d'évacuation utilisant un bras de déploiement pour déposer la capsule de sauvetage dans la mer. Ce bras de déploiement éliminera le besoin de recourir à un dispositif en porte-à-faux, tout en permettant de déposer la capsule à une distance sécuritaire de la plate-forme.

Le projet axé sur l'évacuation par hélicoptère consistait à améliorer de façon optimale le type d'embarcation de sauvetage qui doit se trouver à bord des hélicoptères desservant les plates-formes extracôtières.

Le système de surveillance de l'état des plongeurs blessés nécessite le développement d'un prototype actif de pénétrateur de coque et de collerette de raccordement. Le pénétrateur sera utilisé pour passer des fils dans la chambre de décompression afin de surveiller l'état d'un plongeur blessé. La collerette de raccordement sera adaptable, de manière à permettre le transfert du plongeur blessé d'une chambre de décompression à une autre.

Interaction glace-structure

L'Office préside un comité qui s'occupe principalement de la recherche en matière d'interaction glace-structure. La recherche effectuée dans ce domaine est surtout axée sur la collecte et l'analyse de données recueillies sur le terrain sur les forces de la glace, et sur la mise au point de modèles numériques permettant d'évaluer l'interaction glace-structure. Le programme d'étude sur le terrain de 1991 a comporté la participation à un programme industriel conjoint sur le développement de la technologie de la vaporisation de la glace aux fins des zones situées près des côtes de la mer de Beaufort.

Un projet visant le développement préliminaire de modèles théoriques des forces de la glace, à partir de principes de physique, s'est terminé par un colloque pour l'évaluation critique de ces modèles. On a aussi établi les priorités futures en matière de recherche pour le développement de modèles, de même que de programmes sur le terrain et de programmes expérimentaux sur l'interaction glace-structure.

Protection des pipelines sous-marins contre le raclage des glaces

La conception et l'exploitation sécuritaires des pipelines des régions extra-côtières de l'Arctique et de Terre-Neuve nécessitent une bonne compréhension des risques que pose le raclage des glaces pour l'intégrité des structures. Un projet important a été entrepris, conjointement avec l'industrie, pour élaborer un modèle de raclage qui reproduira les processus qui s'opèrent sur le terrain. Ce programme de recherche pluriannuel consiste en la mise à l'essai de modèles à l'échelle et en l'investigation des événements qui se produisent sur le terrain. Les résultats de ces travaux serviront à l'élaboration et à l'étalonnage d'un modèle numérique de raclage des glaces.

Critères d'organisation du milieu

En 1991, le **Comité du génie maritime** a financé un atelier pour l'évaluation générale des travaux de recherche menés sur l'organisation du milieu aux fins des systèmes de prospection et de production extracôtières. Des représentants des gouvernements national et internationaux, de l'industrie et d'organismes universitaires ont participé à la détermination des exigences de recherche et à l'élaboration de recommandations pour les priorités de recherche de l'avenir.

Travaux géoscientifiques dans le domaine du pétrole

Un contrat de recherche pour évaluer les effets de la boue à l'huile sur la récupération de fossiles palymorphes s'est terminé, marquant la fin d'une série de contrats de recherche axés sur les effets de la boue à l'huile sur les techniques d'évaluation.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le **Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)** appuie des études environnementales et sociales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des régions pionnières. Le programme se focalise sur la recherche nécessaire en vue de la prise de décisions de réglementation à l'échelle régionale ou nationale, et est administré par un petit secrétariat qui relevait auparavant de la **Direction de la protection de l'environnement** de l'**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada**. Ce secrétariat a été transféré à l'Office et relève maintenant de la Direction générale de l'environnement.

Le **FEE** fonctionne conformément aux dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et est administré par un Conseil d'administration formé de douze membres. Le Conseil d'administration regroupe des représentants de ministères du gouvernement fédéral, de conseils régionaux du pétrole, d'organismes de l'industrie du pétrole et du grand public. Le président du Conseil d'administration est actuellement le directeur général de la Direction générale de l'environnement de l'Office national de l'énergie. Ce programme est financé par le prélèvement d'une taxe sur les exploitations des sociétés qui détiennent des intérêts dans les régions pionnières. En 1991, le budget du **FEE** s'élevait à 748 300 $, et le programme consistait en neuf études qui devaient débuter au cours de 1991 et au début de 1992. Ces études sont venues s'ajouter à quatorze autres études permanentes entreprises en 1989 et 1990. Le **FEE** publie des rapports sur chaque étude financée par le programme sous une série de rapports qui compte actuellement 106 titres.

Voici certaines des études qui se sont terminées récemment :

Élaboration d'un modèle de compensation pour la faune de la mer de Beaufort

Ce projet a servi à élaborer un modèle de compensation fondé sur une méthode scientifique et statistique qui tient compte des pertes réelles de la population faunique, de l'habitat et des récoltes futures. Ce modèle, qui tient également compte des effets des mesures de correction et d'atténuation, pourrait faire partie intégrante d'une entente générale de compensation pour la faune de la région de la mer de Beaufort.

Sensibilité des oeufs de poissons et des larves aux hydrocarbures pétroliers dans les Grands Bancs

Cette étude évalue les effets possibles d'un déversement de pétrole grave sur les espèces commerciales pêchées dans la région des Grands Bancs, résultant des

impacts des hydrocarbures sur les oeufs et les larves. L'étude a été menée en deux phases : examen et synthèse de l'information recueillie, et analyse des incidences au moyen de la méthode utilisant le modèle d'évaluation des dommages causés aux ressources nationales des milieux côtiers et marins.

Étude des marées extrêmes de la mer de Beaufort

Cette étude s'est penchée sur des rétrospections antérieures, y compris celle des vents, réalisée par les **Services de l'environnement atmosphérique (SEA)** et celle des marées, du **Service des données sur le milieu marin (SDMM)**, et a cerné des solutions pour obvier aux problèmes tels que ceux posés par les eaux peu profondes et par les zones de glaces marginales. Les solutions ainsi définies ont servi à élaborer et à sélectionner un modèle de marées approprié, permettant de réaliser la rétrospection exacte des marées de la mer de Beaufort. Des rétrospections ont été menées pour un ensemble de tempêtes donné, puis vérifiées contre les données recueillies sur le terrain. On a également préparé un modèle de répartition des probabilités de conditions de marées extrêmes pour les zones profondes.

Élaboration d'un répertoire national des spécialistes en matière de mesures d'urgence en cas de déversement de pétrole

Ce projet regroupe sous un même répertoire l'ensemble des spécialistes canadiens du gouvernement, de l'industrie, de la collectivité universitaire et du grand public qui pourraient être prêts, dans de brefs délais, à apporter leur aide à différentes phases des mesures d'urgence en cas de déversements de pétrole catastrophiques.

Tableau 3

Partie continentale des Territoires
Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1987	1988	1989	1990	1991
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	1	3	6	11	7
Puits de mise en valeur	35	11	–	–	1
Total	36	14	6	11	8
Puits achevés[a]					
Puits de prospection et de délimitation	2	3	4	12	7
Puits de mise en valeur	36	11	–	–	1
Total	38	14	4	12	8
Mètres forés	31 132	15 778	9 865	14 197	12 152
Puits de prospection et de délimitation	974	7 095	9 865	14 197	11 517
Puits de mise en valeur	30 158	8 683	–	–	635
Travaux géophysiques exécutés	5	9	9	2	5
Levés de sismique-réflexion (km)	149	1 729	1 600	181	321

[a] *Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*

BILAN DES RESSOURCES	1987	1988	1989	1990	1991[b]
Ressources découvertes[c]					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	20,8	20,8	21,8	35,5	22,7
Pétrole (en millions de m^3)	37,2	37,2	37,7	37,7	39,1
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	156	154	96[b]	74	90
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	163	138	129	126	130
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	1 531	1 728	1 789	1 841	1 894
Kotaneelee, gaz naturel (en millions de m^3)					227,2

[b] *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
[c] *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1987	1988	1989	1990	1991
Installations de forage en exploitation	3	3	5	6	5
Mois-installations	13	6	5	10	10
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	2,4	8,7	12,6	2,8	2,5
Travaux de prospection et de délimitation	4,4	6,3	11,5	26,3	18,8
Travaux de mise en valeur	27,0	5,3	—	—	3,7
Installations de production	30,5	5,3	—	—	—
Total des dépenses (en millions de dollars)	**64,3**	**25,6**	**24,1**	**29,1**	**25,0**

Tableau 4

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort
Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1987	1988	1989	1990	1991
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	3	3	5	1	1
Puits achevés[a]					
Puits de prospection et de délimitation	3	4	4	2	1
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	8 344	13 438	11 273	1 614	3 173
Travaux géophysiques exécutés	1	7	10	6	1
Levés de sismique-réflexion (km)	139	11 475 [d]	19 483 [d]	4 371	3 320 [d]

[a] *Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir des navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.*
[d] *Y compris l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.*

BILAN DES RESSOURCES	1987	1988	1989	1990	1991[b]
Ressources découvertes [c]					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	302,1	308,5	322,7	356,6	357,0
Pétrole (en millions de m^3)	253,2	253,2	256,4	240,7	241,4

[b] *Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.*
[c] *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1987	1988	1989	1990	1991
Installations de forage en exploitation	3	2	4	2	1
Mois-installations	5	10	9	2	2
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0,2	27,6	36,6	16,6	4,2
Travaux de prospection et de délimitation	108,6	99,0	196,6	18,9	4,9
Total des dépenses (en millions de dollars)	**108,8**	**126,6**	**233,2**	**35,5**	**9,1**

Tableau 5

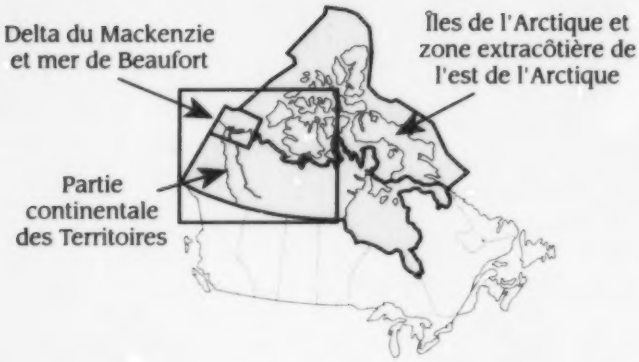
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique
Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	1	0	0	0	0
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	1	0	0	0	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	689	0	0	0	0
Travaux géophysiques exécutés	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (km)	0	0	0	0	0

BILAN DES RESSOURCES	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**
Ressources découvertes					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	416,4	416,4	416,4	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	34,5	54,9	43,4	24,0	32,6

BILAN DES RETOMBÉES	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**
Installations de forage en exploitation	1	0	0	0	0
Mois-installations	2	0	0	0	0
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0	0	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	8,3	0	0	0	2,7
Installations de production	0,5	0	0	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	**8,8**	**0**	**0**	**0**	**2,7**

Figure 7
Les régions pionnières dans le Nord



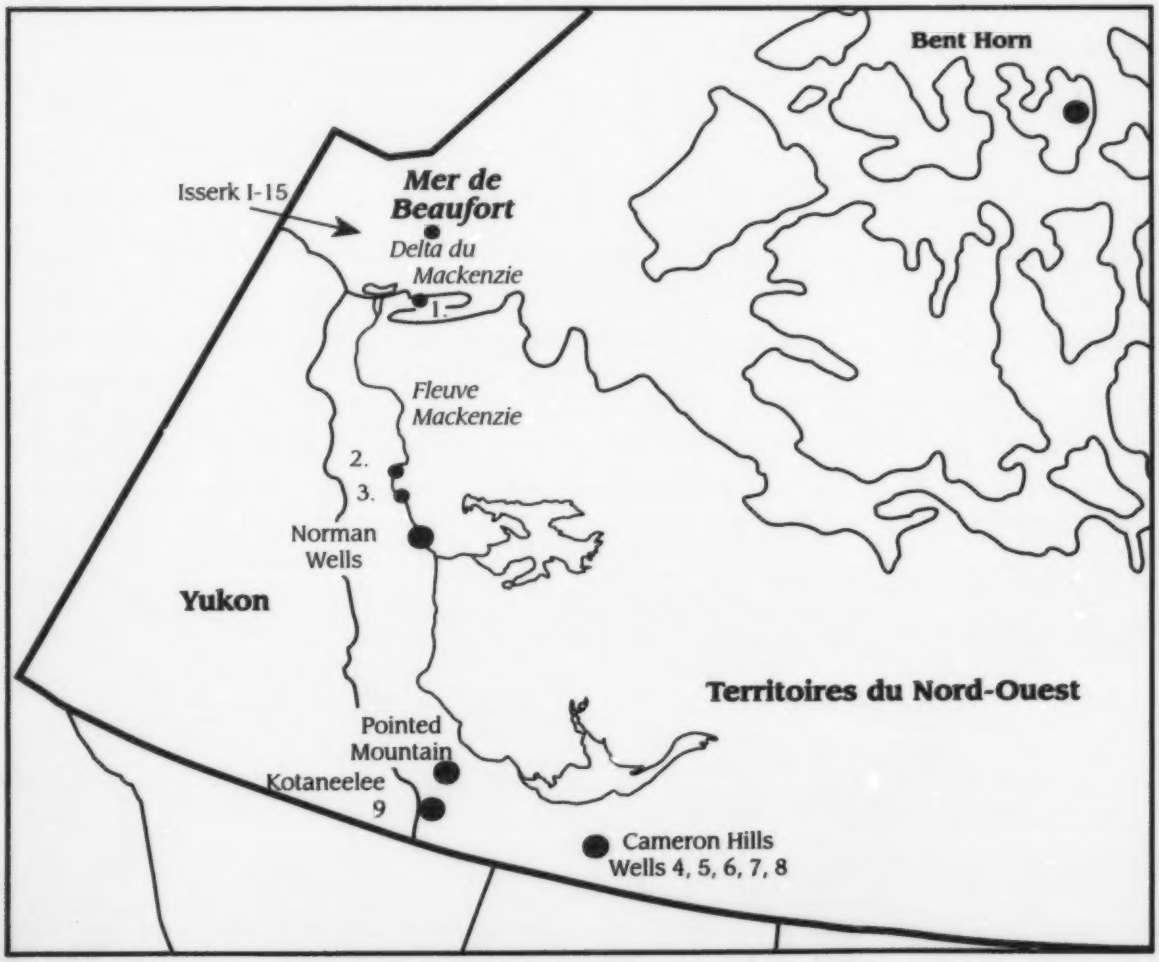


Tableau 6

Puits forés en 1991

No. sur la carte	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début, reprise ou fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	Esso PCI Home et al Tuk E-20	69°19'18.7"N 133°04'59.9"W	Atco/Equtak 47E	91-01-25 91-04-08	Bouché et suspendu	3173
2	Chevron Sperry Creek N-58	65°37'56.1"N 129°25'24.7"W	Shehtah 1	91-01-04 91-02-19	Bouché et suspendu	2160
3	Chevron Ramparts River F-46	65°45'18.6"N 130°08'51.4"W	Shehtah 1	91-02-24 91-03-18	Bouché et suspendu	1510
4	Paramount et al Cameron B-25	60°04'04.6"N 117°34'41.2"W	Sierra 3	91-01-27 91-02-10	Bouché et suspendu	1649*
5	Paramount et al Cameron M-73	60°02'51.9"N 117°29'31.9"W	Sierra 2	91-01-28 91-02-21	Bouché et suspendu	1657
6	Paramount et al Cameron C-19	60°08'07.3"N 117°33'08.0"W	Sierra 3	91-02-11 91-03-05	Bouché et suspendu	1673
7	Paramount et al Swede G-21	60°10'29.1"N 117°34'39.3"W	Command 2	91-01-20 91-02-10	Bouché et suspendu	1652
8	Paramount et al Swede A-52	60°11'09.3"N 117°39'46.8"W	Command 2	91-02-10 91-02-28	Bouché et suspendu	1610
9	Columbia et al Kotaneelee YT I-48A	60°07'35.9"N 124°07'36.5"W	Kenting Hi Tower 7	91-05-19 91-07-18	Production de gaz	3915**

* *394 m de plus forés en 1990*

** *Dévié à 3 280 m*

Tableau 7

Ressources découvertes des régions pionnières
(au 31 décembre 1991)

	Pétrole brut (en millions de mètres cubes)	Gaz naturel (en milliards de mètres cubes)
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	241	357
Archipel arctique et région extracôtière de l'est de l'Arctique	66	416
Territoires continentaux	39	23
Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse (incluant le golfe du Saint-Laurent)	24	153
Région extracôtière de Terre-Neuve	248	99
Région extracôtière du Labrador	7	82
Total - Régions pionnières	**625**	**1 130**

Note: Le total des ressources découvertes est une estimation des ressources originales récupérables in situ et ne reflète pas la production.
(Les chiffres du tableau ont été arrondis.)

Sources: Office national de l'énergie. (Les ressources découvertes correspondent aux meilleures estimations actuelles des quantités de pétrole et de gaz naturel susceptibles d'être récupérées avec la technologie actuelle et sans contraintes de viabilité économique, des quantités spécifiquement prouvées par les forages, les essais ou la production, et des quantités qu'on juge constituer des ressources récupérables contiguës et dont l'interprétation des données géologiques, géophysiques et autres permet de supposer leur existence de manière relativement certaine.)

Les données sur les ressources de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse proviennent de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (meilleures estimations actuelles).

Les données sur les ressources de la région extracôtière de Terre-Neuve proviennent de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (meilleures estimations actuelles).

Organisation

Membres de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des membres de l'Office à la fin de décembre 1991 :

Roland Priddle	Président
Jean-Guy Fredette	Vice-président
R. Byron Horner, c.r.	Membre
William G. Stewart	Membre
A. Boyd Gilmour	Membre
Anita Côté-Verhaaf	Membre
Céline Bélanger	Membre
Roy Illing	Membre
Kenneth W. Vollman	Membre temporaire

Martha Musgrove a rendu sa démission à titre de membre le 1er octobre 1991.

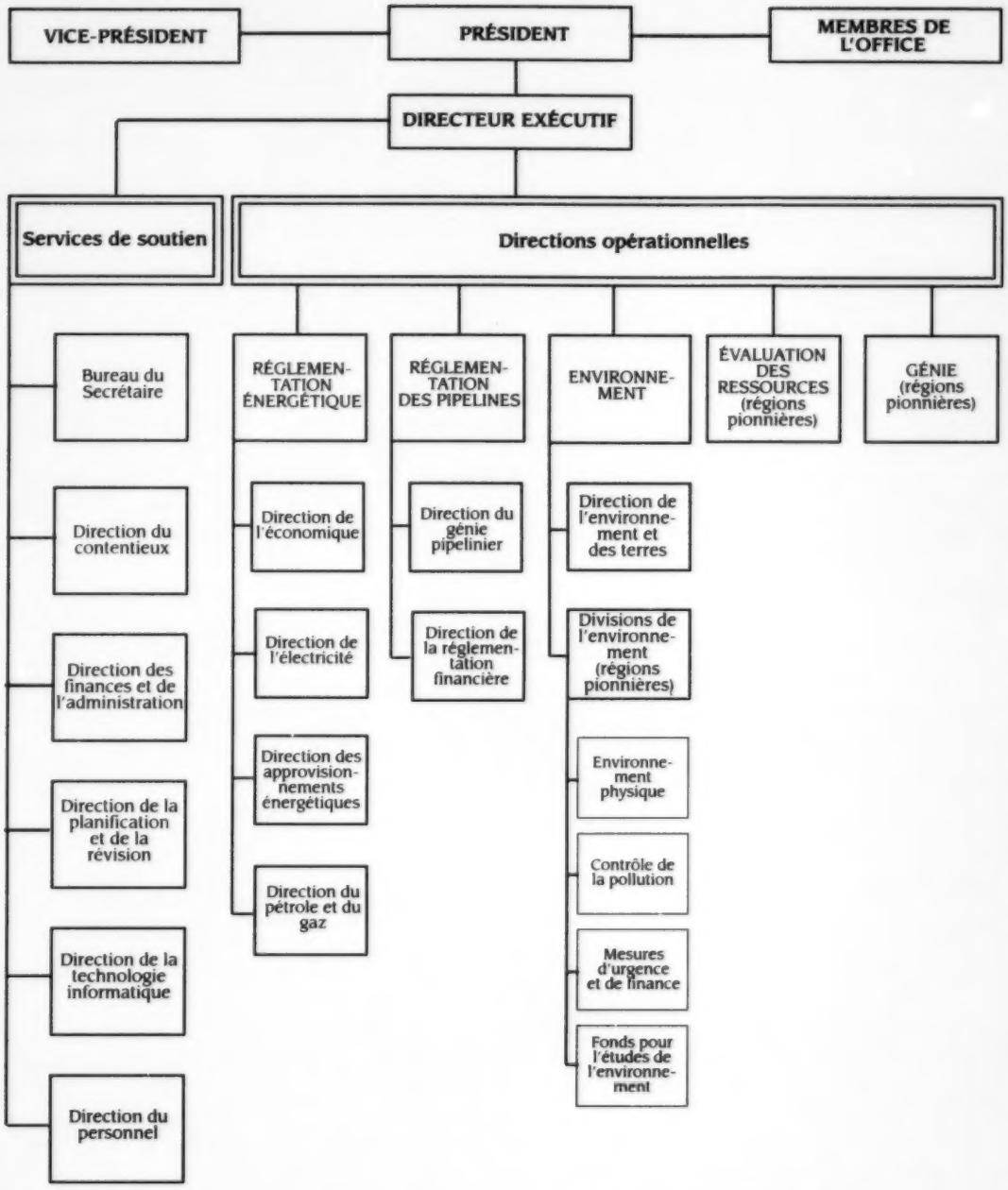
Le mandat de David B. Smith à titre de membre temporaire a pris fin le 21 septembre 1991.

Personnel

Les unités de fonctionnement de l'Office sont décrites ci-après; la liste des cadres de l'Office figure à la dernière page du présent rapport.

Le **DIRECTEUR EXÉCUTIF** est le cadre principal et le chef des opérations de l'Office. Ses tâches comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et la répartition des ressources humaines et financières, l'efficience et l'efficacité des activités, et la prestation de conseils sur les questions que le président juge pertinentes.

- le **Bureau du Secrétaire**, l'intermédiaire officiel auprès du public, reçoit toutes les demandes et les mémoires, en coordonne l'étude par l'Office et met les demandeurs et autres intéressés au courant du résultat. Il organise les audiences de l'Office, conseille et prend toutes les dispositions administratives nécessaires à la tenue des audiences publiques. Il assure également la gestion de la bibliothèque de l'Office, les services de relations avec le public et les médias et la diffusion de toutes les publications de l'Office. Il veille à l'application de la *Loi sur l'accès à l'information* et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels* et coordonne les services de traduction de l'Office, fournis par le Secrétariat d'État.



Note : La figure ci-dessus reflète de façon exacte l'organigramme de l'Office national de l'énergie pendant la plus grande partie de 1991. Cependant, au début de 1992, un certain nombre de modifications mineures seront apportées à des directions et à des fonctions. Cet organigramme ne doit donc pas être considéré comme représentant l'organisation de l'Office à compter du 31 décembre 1991.

Années-personnes allouées : 385 ***Budget : 39,4 millions de dollars***

- La **Direction du contentieux** est chargée de fournir à l'Office des avis juridiques sur toutes les questions relevant des pouvoirs et responsabilités de celui-ci; elle joue également le rôle de conseiller juridique de l'Office durant les audiences publiques, et elle le représente devant la Cour d'appel fédérale et la Cour suprême du Canada.

- La **Direction des finances et de l'administration** coordonne et applique les politiques financières et administratives régissant le fonctionnement de l'Office. Elle fournit des conseils et des services dans les domaines du traitement des comptes, de la planification financière et de l'établissement des budgets, de même que de la gestion des biens, du matériel, des dossiers et du courrier. Elle fournit aussi des services de comptabilité à l'Administration du pipe-line du Nord.

- La **Direction de la planification et de la révision** assume la responsabilité du processus de planification opérationnelle et stratégique de l'Office, de l'examen et de l'évaluation des programmes, de la vérification interne et des pratiques de gestion.

- La **Direction de la technologie informatique** assume la responsabilité des services d'informatique, du soutien aux services de traitement de texte et de traitement des données, et des services téléphoniques. Cette responsabilité comprend la prestation de services de consultation sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'élaboration des programmes, ainsi que la prestation d'un service consultatif sur les techniques les plus modernes de traitement et d'exploitation des données. Ses responsabilités comprennent aussi l'intégration des systèmes et services d'information et de traitement des données de l'Office.

- La **Direction du personnel** fournit des conseils et des services dans les domaines de la dotation des postes, de la planification des ressources humaines, de la formation professionnelle, de l'équité en matière d'emploi, des langues officielles, de la classification, des relations de travail, de la santé et de la sécurité, de la rémunération et des avantages sociaux, des conflits d'intérêts, des programmes d'aide aux employés, des primes au mérite et de la sécurité.

La **DIRECTION GÉNÉRALE DE LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE** est chargée d'intégrer toutes les activités du personnel portant sur la réglementation des exportations d'énergie et des lignes internationales de transport d'électricité. Cela englobe la planification et la coordination de toutes les activités relatives à la réglementation des lignes internationales de transport d'électricité, des exportations de pétrole, de gaz et d'électricité au titre de la *Partie IV* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que la coordination de l'analyse de toutes les questions liées à l'offre et à la demande d'énergie.

- La **Direction de l'économique** est chargée de fournir des conseils aux membres au sujet des aspects économiques des demandes de certification d'installations et de licence d'exportation de pétrole et de gaz présentées à l'Office, de même que des droits et des tarifs. De plus, la direction fournit des conseils à l'Office, en collaboration avec d'autres directions, sur des questions générales touchant l'énergie. La direction est aussi chargée de préparer des prévisions détaillées sur la demande d'énergie au Canada; des projections à long terme sur la demande d'énergie au Canada; et des perspectives à long terme sur les prix du gaz naturel du Canada et du pétrole du marché mondial. Ces activités visent essentiellement à étayer les rapports *L'énergie au Canada : Offre et demande* et *Évaluation du marché du gaz naturel* préparés par l'Office.

- La **Direction de l'électricité** offre des conseils sur des questions ayant trait à la délivrance de licences d'exportation d'électricité et de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité, et à la surveillance réglementaire. Elle prépare des prévisions sur l'offre et la demande d'électricité afin de contribuer à l'examen des demandes concernant l'électricité et, à l'appui du rapport *L'énergie au Canada : Offre et demande* de l'Office, elle donne des conseils sur les questions de production, de transport, de vente et d'échange d'électricité relevant de la compétence fédérale.

- La **Direction des approvisionnements énergétiques** est chargée de conseiller l'Office, essentiellement, sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. La direction examine les soumissions relatives à l'approvisionnement en gaz naturel contenues dans les demandes, et établit des prévisions à court et à long termes sur l'offre de ces produits énergétiques et elle s'inspire, pour ce faire, de ses propres études et consultations auprès de l'industrie et d'autres groupes. La direction prépare des estimations des réserves établies de pétrole et de gaz naturel du Canada; compile des données sur le potentiel ultime des ressources et des taux d'ajout aux réserves; elle évalue les coûts de l'offre et les paramètres économiques des projets d'exploitation des ressources; elle mène des enquêtes sur les nouvelles sources éventuelles d'approvisionnement énergétique. La direction s'acquitte de ces tâches à l'appui des activités réglementaires et consultatives de l'Office.

- La **Direction du pétrole et du gaz** fournit à l'Office des conseils sur des questions touchant le pétrole et le gaz naturel, notamment sur l'évaluation des marchés et sur les transactions commerciales, ainsi que sur le transport, le traitement et la distribution de ces produits. La direction est aussi chargée de réglementer et de surveiller les exportations et les importations, et de traiter les dossiers relatifs au transport et aux pratiques discriminatoires en matière de services liés à l'exploitation des gazoducs et des oléoducs. Elle réunit et diffuse des données sur les exportations et les importations, notamment sur les volumes et les prix, et elle prépare et fournit des données sur la consommation et le transport de pétrole brut, de produits pétroliers, de produits gaziers et de gaz

naturel, en formulant des estimations de la demande intérieure et de la demande extérieure à court terme et du débit des pipelines.

La **DIRECTION GÉNÉRALE DE LA RÉGLEMENTATION DES PIPELINES** est chargée d'intégrer toutes les activités du personnel concernant la réglementation des canalisations de gaz, de pétrole et de produits pétroliers. Cela englobe les questions de conception, de construction, d'exploitation et de sécurité précisées dans la *Partie III* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que les questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs au titre de la *Partie IV* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

- La **Direction du génie pipelinier** fournit des conseils sur des questions liées aux ordonnances relatives aux pipelines, qui sont rendues au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de façon à contribuer à la réglementation de la sécurité des installations pipelinières relevant de l'Office. La direction est la principale source de conseils sur les questions techniques portant sur la conception, la construction et l'exploitation des pipelines et coordonne l'examen des demandes déposées par les sociétés pipelinières en vue de la construction d'installations. Elle assure également l'application de certaines parties du *Code canadien du travail* portant sur la sécurité des employés des sociétés pipelinières.

- La **Direction de la réglementation financière** assume la responsabilité première en matière de droits et de tarifs, de conseils sur la réglementation financière et de coûts de transport, en vertu de parties spécifiques de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. À ce titre, sa principale fonction consiste à fournir à l'Office et aux comités d'audience des renseignements financiers spécialisés sur toutes les demandes visant les droits. La direction est aussi chargée de vérifier les comptes des sociétés pipelinières relevant de l'Office et de surveiller régulièrement le rendement financier des pipelines pour s'assurer que les droits sont justes et raisonnables.

La **DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ENVIRONNEMENT** est chargée des questions d'ordre environnemental concernant la réglementation du pétrole, du gaz naturel, des produits pétroliers, des pipelines, de l'exportation d'énergie, des lignes internationales de transport d'électricité et des activités liées à l'exploitation du pétrole et du gaz dans les régions pionnières. Ces activités englobent les questions environnementales précisées dans les *Parties III* et *IV* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi sur l'ONE*), les sections pertinentes de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz (LPREPG)* et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures (LFH)*. La direction générale comporte la Direction de l'environnement et des terres (*Loi sur l'ONE*) et les Divisions de l'environnement physique, du contrôle de la pollution, des mesures d'urgence et de finance, et du *FEE* (fonctions liées à la *LPREPG* et à la *LFH*).

- La **Direction de l'environnement et des terres** effectue la vérification environnementale des demandes relatives aux installations et aux licences d'exportation d'énergie. Elle fournit des conseils sur les questions environnementales lors des audiences sur des pipelines ou sur l'exportation d'électricité; mène des inspections environnementales durant la construction et l'exploitation des installations de pipelines et de réseaux de lignes de transport d'électricité; fournit des conseils sur la protection des droits des propriétaires fonciers relativement à l'acquisition des terres; et fournit des conseils sur les exigences techniques liées aux croisements de propriétés appartenant à des tiers.

- Les **Divisions de l'environnement des régions pionnières** réglementent les activités liées à l'exploitation du pétrole et du gaz des régions pionnières pour veiller au maintien des normes de protection environnementale les plus strictes. Cette responsabilité englobe à la fois l'évaluation des effets du milieu sur la sécurité du personnel et sur les exploitations, ainsi que des effets de ces éléments sur l'environnement. Par exemple, la relation entre les conditions océanographiques, météorologiques et celles des glaces, et la sécurité du personnel et des opérations constitue un domaine d'étude et d'évaluation. L'évaluation de l'efficacité des plans d'atténuation et des mesures de compensation relatifs aux incidences environnementales est un autre domaine d'étude de ce groupe. Ces divisions s'occupent également de gérer les activités de recherche entreprises aux termes du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) et du Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques (GRDE) et visant à accroître la base de connaissances sur lesquelles reposent les décisions de réglementation touchant aux régions pionnières. Le FEE parraine des études sur le milieu physique, le milieu biologique et les facteurs sociaux. Les projets de recherche du GRDE portent principalement sur le génie maritime dans la perspective du milieu physique.

La **DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉVALUATION DES RESSOURCES (régions pionnières)** examine l'information géologique et géophysique recueillie par l'industrie dans les régions pionnières relevant de l'Office national de l'énergie pour évaluer les découvertes de ressources et le potentiel. La direction surveille les activités de prospection et de mise en valeur dans les régions couvertes par les offices des hydrocarbures extracôtiers pour conserver une perspective des ressources pétrolières et des processus de réglementation pour l'ensemble du Canada. La direction évalue également les dangers d'ordre géologique possibles liés aux programmes de forage proposés, assume la responsabilité de la réglementation des programmes géologiques et géophysiques, et s'occupe de gérer les données soumises par l'industrie. La direction se charge de publier le répertoire des puits pour les régions pionnières.

La **DIRECTION GÉNÉRALE DU GÉNIE (régions pionnières)** a pour responsabilité principale de veiller à ce que les activités liées à l'exploitation du pétrole et du gaz des régions pionnières soient menées d'une façon qui assure la

sécurité du personnel et la protection de l'environnement, et qui maximise la conservation des ressources. Ces objectifs sont réalisés grâce à l'établissement et à l'application de règlements et de normes sur le forage, la production et la rationalisation, les travaux de plongée, la sécurité au travail, les exploitations maritimes, les structures extracôtières flottantes et fixes, et la conception des pipelines. Les lois et règlements sont appliqués grâce à des inspections complètes régulières effectuées sur chaque site d'exploitation. De surcroît, la direction générale gère et encourage les projets de recherche financés par le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques et participe aux travaux de comités pour l'élaboration de codes et de normes à l'appui de ces objectifs. Enfin, la direction générale conserve et transmet de l'information à l'industrie grâce à ses banques de données sur les travaux de forage et d'exploitation.

Déménagement du siège social

Le gouvernement a annoncé sa décision de déplacer le siège social de l'Office national de l'énergie d'Ottawa à Calgary lors du discours du budget, prononcé le 26 février. Le pouvoir de dépenser nécessaire pour aider le personnel à déménager ou à prendre la décision de suivre l'Office ou de demeurer à Ottawa a été tout d'abord obtenu du Conseil du Trésor en avril. Des contacts établis dès lors avec le ministère des Travaux publics ont permis d'obtenir l'aide nécessaire au processus d'appel d'offres; le ministère a aussi aidé à choisir le nouvel immeuble de l'ONE, en avril, et a proposé d'en terminer l'aménagement de manière que l'Office puisse commencer à s'y installer en septembre. L'Office a commencé ses opérations à Calgary le 3 septembre.

Environ 40 p. 100 des employés de l'Office ont déménagé à Calgary, ce qui constitue un degré d'appui exceptionnel au déménagement d'un tel service du gouvernement. L'Office s'attend à ce que tous les postes vacants soient dotés d'ici à la fin de février 1992. À la fin de l'année 1991, près de 70 p. 100 des employés demeurés à Ottawa avaient déjà trouvé un nouvel emploi. Les coûts du déménagement sont estimés à 19 millions de dollars, soit environ les trois-quarts du budget prévu initialement.

Fonctions et attributions

Attributions conférées par la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans l'intérêt du public;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur tout aspect de la situation énergétique qui relève de sa compétence et de publier des rapports destinés au gouvernement, au Parlement et au grand public.

Les fonctions de l'Office en matière de réglementation sont décrites ci-après.

Licences et ordonnances d'exportation et permis touchant l'électricité

L'Office autorise à long terme l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité. Les autorisations touchant au pétrole et au gaz naturel font l'objet d'audiences publiques, tandis que les permis pour l'électricité sont habituellement délivrés sans audience publique. Toutefois, l'Office peut recommander au gouverneur en conseil qu'un projet d'exportation d'électricité soit assujetti au processus de délivrance de licences, lequel requiert la tenue d'une audience publique. Lorsqu'il autorise des exportations, l'Office doit veiller, entre autres choses, à ce que les exportations proposées répondent à l'intérêt public canadien. Il rend aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme de pétrole et de gaz naturel, sous réserve des restrictions prévues au *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*. L'Office autorise en outre l'importation de gaz naturel, en délivrant des licences et des ordonnances.

Réglementation du transport, des droits, des tarifs et des méthodes comptables des sociétés pipelinières

L'Office réglemente le transport, les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral, afin de veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables et d'empêcher toute distinction injuste en matière de tarifs ou de service. Pour ce faire, il doit tenir compte de la structure

financière des sociétés pipelinières, de leurs frais d'exploitation et de l'obligation dans laquelle elles se trouvent d'obtenir un rendement adéquat de leurs investissements afin d'attirer les capitaux nécessaires pour maintenir et accroître leurs services. L'Office effectue la vérification des comptes des sociétés pipelinières et suit de près leur rendement financier.

Certificats d'utilité publique relatifs aux pipelines et permis ou certificats visant des lignes de transport d'électricité

L'Office délivre des certificats pour la construction et l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux servant au transport de pétrole, de gaz et de produits pétroliers. Avant de délivrer un certificat, il doit tenir une audience publique afin de déterminer si les installations projetées sont et seront utiles. Maintenant, l'Office autorise normalement la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité en délivrant des permis sans tenir d'audiences publiques. Cependant, le gouverneur en conseil peut, à la recommandation de l'Office, décréter qu'une demande relative à une ligne de transport d'électricité soit assujettie au processus de délivrance de licence, lequel requiert la tenue d'une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent exprimer leur point de vue au cours d'une audience publique locale. L'Office tient compte des dépositions au moment de l'étude du tracé détaillé définitif.

Dans le cas des lignes de transport d'électricité, les questions touchant le tracé détaillé sont normalement assujetties aux lois provinciales, à moins que le demandeur ne préfère que les lois fédérales s'appliquent.

Ordonnances relatives aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office peut approuver sans tenir d'audiences publiques les petites installations pipelinières ou les petites additions ou modifications aux réseaux existants. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs et les stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser, sans tenir d'audience publique, la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts.

Sécurité pipelinière

Le *Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie* établit les principes de sécurité qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation de pipelines relevant de la compétence de l'Office. Pour s'assurer que les pipelines sont construits et exploités en toute sécurité, l'Office les inspecte et mène des enquêtes sur leur fonctionnement.

Croisement de pipelines et de services publics

L'Office surveille les activités de construction et d'excavation des entrepreneurs, conformément au *Règlement concernant les croisements de pipelines de l'Office national de l'énergie, Parties I* et *II*, pour assurer la sécurité durant les travaux entraînant le croisement de pipelines sous réglementation fédérale.

Protection de l'environnement

L'Office étudie l'incidence environnementale des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes de transport d'électricité. Toute société qui prépare une demande destinée à l'Office est encouragée à envisager les préoccupations et problèmes environnementaux que son projet risque de soulever, et à en discuter avec des représentants de tous les ordres de gouvernement, des groupes d'intérêt public et des propriétaires fonciers touchés. En planifiant dès le départ l'étude des préoccupations environnementales éventuelles, la société peut préparer un dossier plus complet, tenant compte de toutes les solutions pertinentes et des réserves du public.

Pour protéger le mieux possible l'environnement, l'Office invite les groupes d'intérêt public, les groupes locaux de protection de l'environnement ainsi que les particuliers intéressés à intervenir durant les audiences. De même, pour encourager la participation du public, il tient souvent des audiences dans les régions où les travaux de construction risquent d'avoir une incidence environnementale.

Après la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance, l'Office inspecte les chantiers de construction, puis les activités d'exploitation du réseau et les méthodes normales d'entretien et de surveillance de la société. Il peut ainsi s'assurer que la société continue de veiller à la protection de l'environnement, ainsi qu'à la santé et à la sécurité publiques.

Incidences socio-économiques

Dans le cadre de son processus d'approbation des installations, l'Office prend en considération les préoccupations socio-économiques locales et régionales, et il veille à ce que les demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables requises pour minimiser les effets négatifs des projets et accroître les avantages

que ces derniers procurent aux groupes sociaux visés, à l'échelle locale et régionale, de même qu'à des groupes particuliers. L'évaluation des incidences socio-économiques comporte l'examen des plans d'action socio-économiques proposés, la surveillance de la mise en oeuvre des plans d'action après la délivrance des certificats pour en constater les effets positifs ou négatifs, et l'évaluation des incidences réelles du projet.

Attributions conférées par la Loi sur l'administration de l'énergie

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office est tenu de percevoir des redevances sur les exportations de pétrole. Bien que les redevances sur les exportations de pétrole brut et produits pétroliers en vrac aient été ramenées à un taux nul en 1985, les activités liées au recouvrement et à la radiation de redevances non perçues se sont poursuivies en 1991.

Attributions conférées par la Loi sur le pipe-line du Nord

En ce qui a trait au segment canadien du **réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska**, l'Office a pour principale responsabilité de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les devis descriptifs et dispositions financières de la canalisation, de rendre des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation de la canalisation. L'Office a aussi fourni à l'**Administration du pipe-line du Nord** des services financiers, des services de personnel, ainsi que des conseils techniques. M. K.W. Vollman, membre de l'Office, est l'agent désigné auprès de l'**Administration du pipe-line du Nord**.

Responsabilités conférées par l'entente avec Travail Canada

L'Office et **Travail Canada** ont signé un protocole d'entente en vertu duquel certains inspecteurs de l'Office, qui ont été nommés agents de sécurité par le **ministre du Travail**, ont assumé des responsabilités professionnelles relativement aux questions de santé et de sécurité au travail visées par la *partie II* du *Code canadien du travail*. L'entente, entrée en vigueur le 23 février 1987, s'applique à tous les pipelines relevant de la compétence de l'Office, à l'exclusion de certains secteurs comme les sièges sociaux et les bureaux régionaux des sociétés pipelinières, qui continuent de relever des inspecteurs de **Travail Canada**.

Attributions relatives à la réglementation des activités liées à l'exploitation du pétrole et du gaz des régions pionnières

En avril 1991, les responsabilités de **l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC)** en matière de mise en valeur et de prospection des ressources pétrolières et gazières des régions pionnières ont été transférées à l'Office. D'ici à l'adoption des modifications à la loi, les pouvoirs

décisionnels continueront d'être exercés par les **ministres de l'Énergie, des Mines et des Ressources** et des **Affaires indiennes et du Nord** aux termes de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* conformément aux conseils techniques et à l'aide fournie par l'Office et son personnel.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements fournis publiquement et mis à la disposition de tous, à sa bibliothèque de Calgary, à l'exception de certains renseignements confidentiels liés aux prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et enquêtes importantes, il tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres parties intéressées ont pleinement le droit de participer, dans la langue officielle de leur choix. L'Office tient à faire en sorte que ces activités soient bien visibles. Par conséquent, il exige que les demandeurs fassent paraître des avis d'audience dans les journaux afin que tout intéressé en soit au courant à l'avance et puisse faire valoir ses préoccupations et obtenir les renseignements désirés.

L'Office diffuse, à titre de documents publics, ses *Motifs de décision* concernant les demandes qui lui sont présentées.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un état des *Projets de réglementation* concernant les questions qui lui sont soumises, ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Mise en vigueur des décisions de l'Office

Quand l'Office est prêt à délivrer un certificat visant un pipeline, ou à délivrer une licence d'exportation ou d'importation de gaz naturel ou encore d'exportation à long terme de pétrole, il fournit des recommandations au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du **ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources**. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. S'il s'agit d'une licence d'exportation ou d'importation à long terme délivrée par l'Office, elle entre en vigueur après avoir été approuvée par le gouverneur en conseil.

Les permis que l'Office délivre, sans tenir d'audience publique, relativement à des exportations d'électricité ou à une ligne de transport d'électricité ne sont pas assujettis à l'approbation du **gouverneur en conseil.** Ce dernier peut cependant, dans les quarante-cinq jours qui suivent la délivrance d'un permis par l'Office, prendre un décret ayant pour effet d'annuler ce permis et d'ordonner que l'exportation ou la ligne internationale de transport proposée soit assujettie au processus de délivrance de licences ou de certificats nécessitant la tenue d'une audience publique.

Le rejet d'une demande par l'Office n'est pas soumis au **gouverneur en conseil**, sauf s'il s'agit d'exportation d'énergie aux **États-Unis**. Dans ce dernier cas, le rejet de la demande pourrait entraîner l'application de certaines dispositions de l'*Accord de libre-échange*. Comme la plupart des décisions quotidiennes de l'Office, les décisions en matière de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance ou décision qu'il rend et réentendre toute demande avant de prendre une décision. L'Office peut modifier les licences ou les certificats délivrés sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une décision.

Toute décision peut être portée en appel devant la **Cour d'appel fédérale**, à condition que l'appel porte sur un point de droit ou une question de pouvoir de réglementation.

Dépens[illegible] adjugées

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépenses aux participants aux audiences, sauf dans le cas des audiences portant sur les tracés détaillés.

Dans le cas des audiences concernant des tracés détaillés, l'Office peut fixer le niveau des indemnités devant être versées aux propriétaires fonciers pour leurs frais de participation aux audiences.

Motifs de décision rendus publics et autres rapports publiés en 1991

Motifs de décision

Janvier 1991
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
(Exportation d'électricité)
Ordonnances d'audience : EW-1-90 / EW-2-90
Relativement :

- à une demande le 15 février et le 10 juillet 1990 présentée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick afin d'obtenir l'autorisation d'exporter de l'électricité en vertu de la *partie VI* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la *Loi*»).

No de catalogue NE 22-1/1991-1F
ISBN 0-662-96636-8

Janvier 1991
Westcoast Energy Inc.
(Droits)
Ordonnance d'audience : RH-1-90
Relativement :

- à une demande présentée le 27 juin 1990 par Westcoast Energy Inc., en vertu de la *partie VI* de la *Loi*, en vue de la délivrance d'une ordonnance relative aux droits; et
- aux instructions sur la procédure contenues dans l'ordonnance RH-1-90 de l'Office national de l'énergie.

No de catalogue NE 22-1/1991-4F
ISBN 0-662-96713-5

Février 1991
Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.
(Installations et droits)
Ordonnances d'audience : GHW-5-90 et RH-3-90
Relativement :

- à une demande présentée par Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc. («Interprovincial»), le 30 avril 1990, en vue de la délivrance d'une ordonnance exemptant une partie des installations supplémentaires proposées de l'application de certaines dispositions de la *Loi* aux termes de l'article 58, et d'une ordonnance, aux termes de l'article 59 de la *Loi*, concernant la méthodologie de conception des droits applicables aux installations proposées;
- à une demande présentée le 22 mai 1990 par les expéditeurs éventuels, en vertu des paragraphes 58(3) et 71(1) de la *Loi*, en vue de la délivrance d'une ordonnance accordant un accès non réparti aux installations proposées;

- aux instructions sur la procédure contenues dans l'ordonnance d'audience GHW-5-90 et la version modifiée de l'ordonnance d'audience RH-3-90 de l'Office national de l'énergie.

No de catalogue NE 22-1/1991-5F
ISBN 0-662-96787-9

Février 1991
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
(Droits)
Ordonnance d'audience : RH-2-90
Relativement :

- à une demande présentée par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. en vue de l'obtention de certaines ordonnances relatives aux droits en vertu de la *partie IV* de la *Loi*.

No de catalogue NE 22-1/1991-2F
ISBN 0-662-96641-4

Avril 1991
Ontario Hydro
(Exportation d'électricité)
Ordonnance d'audience : EW-3-90
Relativement :

- à la demande présentée par Ontario Hydro en vue d'obtenir des autorisations d'exporter de l'électricité en vertu de la *partie VI* de la *Loi*.

No de catalogue NE 22-1/1991-6F
ISBN 0-662-96898-0

Avril 1991
TransCanada PipeLines Limited
(Volume 3 : Installations, exportations de gaz et demandes déposées en vertu de l'article 71)
Ordonnance d'audience : GH-5-89
Relativement :

- à une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited en vue de l'obtention d'un certificat, en vertu de la *partie III* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, concernant certaines installations supplémentaires proposées pour 1991 et 1992;
- à diverses demandes connexes de licences d'exportation de gaz naturel en vertu de la *partie VI* de ladite *Loi*;
- à des demandes d'ordonnance présentées par diverses parties en vertu de l'article 71 de ladite *Loi*;
- à des questions touchant la méthodologie de conception des droits en vertu de la *partie IV* de ladite *Loi* et à des questions liées à la faisabilité économique.

No de catalogue NE 22-1/1991-3F
ISBN 0-662-96642-2

Avril 1991

TransCanada PipeLines Limited

(Installations)

Ordonnance d'audience : GH-4-90

Relativement :

- à une révision, conformément à la *partie I* de la *Loi*, de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989 de rejeter la demande de TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») en date du 29 décembre 1988, dans sa version modifiée, afin d'obtenir un certificat visant certaines installations proposées, appelées le prolongement de Gananoque;
- à une demande de TransCanada en date du 22 juin 1990, intitulée «Demande de révision du prolongement Gananoque»;
- à l'ordonnance d'audience GH-4-90 de l'Office national de l'énergie, dans sa version modifiée.

No de catalogue NE 22-1/1991-7F
ISBN 0-662-96913-8

Mai 1991

Dartmouth Power Associates, Limited Partnership

(Exportation de gaz)

Ordonnance d'audience : GH-9-90

Relativement :

- à une demande présentée par Dartmouth Power Associates, Limited Partnership, par l'entremise de son agent Brymore Energy Ltd., en vue de l'obtention d'une licence, en vertu de la *partie VI* de la *Loi*, pour l'exportation de gaz naturel.

No de catalogue NE 22-1/1991-9F
ISBN 0-662-96938-3

Mai 1991

L&J Energy Systems, Inc.

(Exportations de gaz)

Ordonnance d'audience : GH-2-91

Relativement :

- à une demande de L&J Energy Systems, Inc. présentée le 26 mars 1990, en vertu de la *partie VI* de la *Loi*, pour l'obtention d'une licence autorisant l'exportation de gaz naturel;
- aux motifs de décision GH-3-90 de l'Office national de l'énergie;
- à une demande de L&J Energy Systems, Inc. en vue d'une révision de la licence GL-148 pour l'exportation de gaz.

No de catalogue NE 22-1/1991-8F
ISBN 0-662-96923-5

Juin 1991
Westcoast Energy Inc.
(Installations)
Ordonnance d'audience : GH-6-90
Relativement :

- à une demande datée du 6 juillet 1990 et modifiée le 6 décembre 1990, présentée par Westcoast Energy Inc. pour l'obtention d'un certificat d'utilité publique, en vertu de la *partie III* de la *Loi*, concernant le projet du gazoduc Adsett;
- à l'ordonnance d'audience GH-6-90 de l'Office national de l'énergie.

No de catalogue NE 22-1/1991-10F
ISBN 0-662-96966-9

Juillet 1991
TransCanada PipeLines Limited
(Installations)
Ordonnance d'audience : GH-1-91
Relativement :

- à une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited en vertu de l'article 58 de la *Loi*, en vue de la construction d'un pipeline et des installations connexes (le «prolongement de Blackhorse») destinés à favoriser de nouveaux services d'exportation à partir de Chippawa, Ontario;
- à l'ordonnance d'audience GH-1-91 de l'Office national de l'énergie.

No de catalogue NE 22-1/1991-11F
ISBN 0-662-96985-5

Septembre 1991
TransCanada PipeLines Limited
(Droits)
Ordonnance d'audience : RH-1-91
Relativement :

- à une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited, aux termes de la *partie IV* de la *Loi*, visant la délivrance de certaines ordonnances relatives à ses droits;
- à l'audience tenue par l'Office national de l'énergie conformément à l'ordonnance RH-1-91.

No de catalogue NE 22-1/1991-12F
ISBN 0-662-97192-2

Autres documents importants

Janvier 1991
Office national de l'énergie
Budget des dépenses 1991-1992 : Partie III Plan de dépenses
No de catalogue BT31-2/1992-III-14F
ISBN 0-660-56331-2

Février 1991
Lexique anglais - français
(Guide de l'Office national de l'énergie à l'intention des traducteurs et rédacteurs)

Mars 1991
Travaux d'excavation et de construction près des pipelines (révis.)
No de catalogue NE 23-31/1990F
ISBN 0-662-96182-X

Mars 1991
Office national de l'énergie - Rapport annuel 1990
No de catalogue NE 1-1990F
ISBN 0-662-96773-9

Avril 1991
Exportations de produits pétroliers 1990
(Office national de l'énergie, Rapport du personnel)
No de catalogue NE 1-3/1990F
ISBN 0-662-96933-2

Avril 1991
L'oléoduc Sarnia - Montréal
(Examen de la situation et rapport de l'Office national de l'énergie)
No de catalogue NE 23-32/1991F
ISBN 0-662-96902-2

Juin 1991
L'énergie au Canada - Offre et demande 1990-2010 Résumé
(Rapport de l'Office national de l'énergie)
No de catalogue NE 23-15/1991F
ISBN 0-662-96954-5

Juin 1991
L'énergie au Canada - Offre et demande 1990-2010
(Rapport de l'Office national de l'énergie)
No de catalogue NE 23-15/1991F
ISBN 0-662-96953-7

Septembre 1991
Office national de l'énergie - Une introduction
No de catalogue NE 23-29/1991-F
ISBN 0-662-96234-6

On peut se procurer des exemplaires des motifs de décision et des autres rapports de l'Office en s'adressant au :

Bureau de soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
311, 6e Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

Annexes

Annexe A

Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

A1 Sociétés pipelinières du Groupe 1 – Gaz naturel

A2 Sociétés pipelinières du Groupe 1 – Pétrole et produits pétroliers

A3 Sociétés pipelinières du Groupe 2 – Gaz naturel

A4 Sociétés pipelinières du Groupe 2 – Pétrole et produits pétroliers

A5 Titulaires de licences d'exportation de gaz naturel

A6 Titulaires de licences, de certificats et de permis d'exportation d'électricité

Annexe B

Pétrole

B1 Certificats délivrés en 1991 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

B2 Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

B3 Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts aux oléoducs existants

Annexe C

Gaz

C1 Certificats délivrés en 1991 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

C2 Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

C3 Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations existantes

C4 Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1991

C5 Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1991

C6 Licences et ordonnances à long terme d'exportation et (ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1991

Annexe D

Électricité

D1 Certificats et ordonnances àl'égard des lignes internationales de transport d'électricité délivrés en 1991

D2 Ordonnances de modification concernant des lignes internationales de transport d'électricité délivrées en 1991

D3 Licences d'exportation d'électricité délivrées en 1991

D4 Permis et ordonnances d'exportation d'électricité délivrées en 1991

Annexe E

Réglementation financière

E1 Renseignements financiers - Sociétés d'oléoducs du Groupe 1

E2 Renseignements financiers - Sociétés de gazoducs du Groupe 1

Annexe F

Table de conversion au système métrique

Annexe A

Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

Voici une liste des sociétés pipelinières[a] qui possèdent ou exploitent des pipelines interprovinciaux ou internationaux relevant de la compétence de l'Office, des sociétés titulaires de licences d'exportation de gaz naturel, et des sociétés d'électricité titulaires de licences d'exportation d'électricité accordées par l'Office. Dans le présent rapport, ces sociétés sont mentionnées sous le nom apparaissant entre parenthèses.

Annexe A1

Sociétés pipelinières du Groupe 1 – Gaz naturel

Alberta Natural Gas Company Ltd. (Alberta Natural Gas)
Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills)
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

Annexe A2

Sociétés pipelinières du Groupe 1 – Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)
Compagnie Pipeline Interprovincial Inc. (Interprovincial)
(Nom changé en 1991 de «Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome»)
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (Interprovincial (NW))
Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain)

Annexe A3

Sociétés pipelinières du Groupe 2 – Gaz naturel

Amerada Hess Canada Ltd. (Amerada)
Bonanza Oil and Gas Ltd. (Bonanza)
Bow Valley Industries Ltd. (Bow Valley)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Centra Transmission Holdings Inc. (Centra)
Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion)

(a) Les sociétés pipelinières ont été réparties en deux groupes. Le Groupe 1 est composé des dix principales sociétés pipelinières qui font régulièrement l'objet de vérifications par l'Office et dont les résultats d'exploitation sont continuellement surveillés par l'Office. Les 43 sociétés relevant de la compétence de l'Office et qui ne sont pas incluses dans le Groupe 1 font partie du Groupe 2.

Sociétés pipelinières du Groupe 2 – Gaz naturel *(suite)*

Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée. (Amoco) *Inactive*
Consumers' Gas (Canada) Limited (Consumer's Gas)
Genesis Pipeline Canada Ltd. (Genesis)
Many Island Pipe Lines (Canada) Limited (Many Islands)
Mid-Continent Pipelines Limited (Mid-Continent)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil) *Inactive*
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Novacorp International Pipelines Ltd. (Novacorp)
Peace River Transmission Company Limited (Peace River)
Poco Petroleum Ltd. (Poco)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Canada) *Inactive*
Ressources BP Canada Limitée (BP)
SCL Quebec Pipeline Inc. (SCL)
St. Clair Pipelines Ltd. (St. Clair Pipelines)
Union Gas Limited (Union Gas)
167496 Canada Ltd. (167496 Canada)

Annexe A4
Sociétés pipelinières du Groupe 2 – Pétrole et produits pétroliers

Aurora Pipe Line Company (Aurora)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Pipeline Ltd.
(Dome Kerrobert et Pan Canadian)
Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome NGL)
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
(Dome NGL et Amoco)
Esso Ressources Canada Limitée (Esso)
Husky Border Pipelines Ltd. (Husky)
Les Pipe-Lines Montréal Limitée (Pipe-Lines Montréal)
Manito Pipelines Ltd. (Manito)
Mont Resources Limited (Mont Resources)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil)
Northwest Transmission Company Limited (Northwest Transmission)
Petroleum Transmission Company (Petroleum Transmission)
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Pouce Coupé)
Produits Shell Canada Limitée (Shell)
Sun Pipe Line Company (Sun)
Wascana Pipe Line Ltd. (Wascana)
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. (Westspur)
Windsor Storage Facility Joint Venture (Windsor Storage)
Yukon Pipelines Limited (Yukon Pipelines)

Annexe A5

Titulaires de licences d'exportation de gaz naturel

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (Alberta and Southern)
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company (ANE & AEC) [b]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd. (ANE & ATCOR) [b]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited (ANE & ProGas) [b]
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited (ANE & TransCanada) [b]
BC Gas Inc. (BC Gas) [c]
Brymore Energy Ltd. (Brymore)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian Occidental Petroleum Limited (Canadian Occidental)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian Montana)
CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company (CanStates/TEMCO) [b]
Canterra Energy Ltd. (Canterra)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco)
Dartmouth Power Associates, Limited Partnership (Dartmouth Power)
Direct Energy Marketing Limited (Direct Energy)
Encogen Four Partners, Limited Partnership (Encogen)
Esso Ressources Canada Limitée (Esso)
FSC Resource Limited (FSC)
Fulton Cogeneration Associates (Fulton)
Husky Oil Operations Ltd. (Husky)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG Transmission)
ICG Utilities [Ontario] Ltd. (ICG [Ontario]) [c]
Indeck Gas Supply Corporation (Indeck)
Kamine/Besicorp Carthage, Limited Partnership (K/B Carthage)
Kamine/Besicorp South Glens Falls, Limited Partnership (K/B South Glenns)
Kanngaz Producers Ltd. (Kanngaz)
L & J Energy Systems, Inc. (L & J Energy)
Many Islands Natural Gas [Canada] Limited (Many Islands)
Mobil Oil Canada Ltd. (Mobil)
New England Power Company (New England)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Norcen Energy Resources Limited (Norcen)
North Canadian Oils Limited (North Canadian)
Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta)
Poco Petroleums Ltd. (Poco)
ProGas Limited (ProGas)
Ramarro Resources Inc. (Ramarro)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Resources)
Ressources Gulf Canada Limitée (Gulf)
Selkirk Cogen Partners, Limited Partnership (Selkirk)

(b) Sociétés détenant des licences conjointes
(c) Exportations destinées à la ré-importation

Titulaires de licences d'exportation de gaz *(suite)*

Shell Canada Limitée (Shell Canada)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Union Gas Limited (Union Gas)
Unigas Corporation (Unigas)
Vector Energy Inc. (Vector)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)
Western Gas Marketing Limited (Western Gas Marketing)

Annexe A6
Titulaires de licences, de certificats et de permis d'exportation d'électricité

Boise Cascade Canada (Boise Cascade)
British Columbia Hydro et Power Authority (BC Hydro)
The Canadian Transit Company (Canadian Transit)
Cedar Rapids Transmission Company Limited (Cedar Rapids)
Cominco Ltd. (Cominco)
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée (Niagara Limitée)
Cornwall Electric (Cornwall Electric) [d]
The Detroit and Windsor Subway Company (Detroit and Windsor)
Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB)
Fraser Inc. (Fraser)
Hydro-Québec (Hydro-Québec)
Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited (Maine and New Brunswick)
Ontario Hydro (Ontario Hydro)
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba)
Saskatchewan Power Corporation (Sask Power)
West Kootenay Power and Light Company Limited (West Kootenay)

(d) Tous les titulaires, sauf Cornwall Electric, exportent à l'aide de leurs propres installations au titre desquelles l'Office a délivré des certificats. Cornwall Electric exporte son électricité à l'aide des installations de Cedar Rapids.

Annexe B

Pétrole

B1. Certificats délivrés en 1991 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat délivré en 1991.

B2. Certificats délivrés en 1991 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Husky Border Pipelines Ltd.	X0-6-91	91-05-23	Quatre oléoducs de 10,4 km chacun, et une station de pompage/comptage à Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan	7 579 500

B3. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts aux oléoducs existants

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	X0-16-91	91-10-24	Remplacement de 3 200 m d'oléoduc (324 mm) et déplacement d'une station de pompage au projet du barrage d'Alameda, en Saskatchewan	
	X0-21-91	91-11-22	Remplacement de 1 040 m d'oléoduc et d'un robinet d'arrêt à Fort Saskatchewan, en Alberta	472 000
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.	X0-17-91	91-10-22	Installation de nouvelles gares à râcleurs et modification des gares existantes, en Alberta et en Saskatchewan	75 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	X0-19-91	91-11-7	Modification de la canalisation à la station de pompage de Windsor, en Ontario	120 000
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada	X0-10-91	91-06-27	Raccordement d'oléoducs en Ontario	10 000
Compagnie Pipeline Interprovincial	X0-1-91	91-02-15	Installations d'entreposage et d'injection de liquides de gaz naturel au terminal d'Edmonton, en Alberta	18 044 000

B3. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts aux oléoducs existants *(suite)*

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Compagnie Pipeline Interprovincial	X0-2-91	91-03-25	Poussoir de vanne et boîte d'engrenage au terminal de Regina, en Saskatchewan	20 000 000
	X0-3-91	91-03-28	Projets supplémentaires	2 305 100
	X0-4-91	91-04-18	Projets supplémentaires à Hardisty	13 700 000
	X0-7-91	91-04-18	Programme de collecteur de comptage et soudure d'angle	9 336 000
	X0-14-91	91-11-14	Projets divers	1 797 900
	X0-18-91	91-11-14	Projets supplémentaires	1 019 100
Manito Pipelines Ltd.	X0-20-91	91-11-07	Deux pompes et deux compteurs supplémentaires en Saskatchewan	585 000
Petroleum Transmission Company	X0-5-91	91-04-18	Amélioration d'oléoduc et mécanismes de commande à distance pour vannes en Saskatchewan et au Manitoba	385 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	X0-8-91	91-05-02	Réparation de la canalisation principale et remotorisation du centre de charge de Westridge en Colombie-Britannique	128 900
	X0-9-91	91-06-27	Déplacement d'une partie d'un oléoduc en Colombie-Britannique	790 000
	X0-11-91	91-06-27	Déplacement de 465 m d'oléoduc (610 mm) en Colombie-Britannique	1 222 000
	X0-15-91	91-08-29	Nappes aériennes au terminal d'Edmonton en Alberta	700 000
	X0-22-91	91-12-20	Projets divers pour 1992	11 400 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	X0-13-91	91-08-01	Projets supplémentaires	5 077 000
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.	X0-12-91	91-07-25	Remplacement de 2 700 m d'oléoduc (406,4 mm) pour pétrole brut; remplacement de 2 700 m d'oléoduc (323,9 mm) pour liquides de gaz naturel; et trois vannes de sectionnement au projet du barrage d'Alameda, en Saskatchewan	

Annexe C

Gaz

C1. Certificats délivrés en 1991 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
TransCanada PipeLines Limited	GC-80	91-05-17	1 190 km de boucles et de gazoducs, 17 unités de compression et une station de comptage au Manitoba, en Saskatchewan et en Ontario	18 351 000
Westcoast Energy Inc.	GC-81	91-11-21	48 km de gazoduc (219,1-mm) à Adsett, en Colombie-Britannique	8 300 000

C2. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Amerada Hess Canada Ltd.	XG-9-91	91-02-18	22,5 km du gazoduc Goodfellow (273 mm), en Colombie-Britannique et en Alberta	3 100 000
Bow Valley Industries Ltd.	XG-3-91	91-01-24	5 km de gazoduc (88,9 mm) en Alberta et en Saskatchewan	177 000
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-26-91	91-06-13	3,75 km de gazoduc (114,3 mm) en Colombie-Britannique et en Alberta	619 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-2-91	91-01-10	30 m du gazoduc Renaissance (114,3) en Alberta et en Saskatchewan	6 100
Murphy Oil Company Ltd.	XG-1-91	91-01-02	12 km de gazoduc (119,3) en Alberta et en Saskatchewan	370 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-8-91	91-02-06	Exemptions et exigences relatives au croisement du lac Wahtopanah au Manitoba, par une boucle (1 219 mm) décrit dans le certificat GC-78 délivré le 90-11-28	
	XG-11-91	91-03-15	Unité de compression de 26,1 MW à la station 116 à North Bay en Ontario	24 500 000
	XG-14-91	91-04-11	Station de comptage de Sydenham en Ontario	419 000
	XG-15-91	91-05-16	1,2 km de boucle d'essai (914 mm), installations de recherche de Western Gas, en Saskatchewan	630 000
	XG-22-91	91-05-16	Station de wattmètre de Nipigon, en Ontario	303 000
	XG-39-91	91-12-20	Station de vente Deep River, en Ontario	113 000

C2. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur *(suite)*

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-35-91	91-09-12	Station de comptage de Deschambault, au Québec	510 000
Westcoast Energy Inc.	XG-5-91	91-01-15	33,45 km du gazoduc Klua (406,4 mm) en Colombie-Britannique	11 000 000
	XG-12-91	91-03-14	Les installations achetées de Petro-Canada Inc. seront ajoutées à l'usine de traitement Taylor en Colombie-Britannique	20 350 000
	XG-13-91	91-03-28	39,26 km de boucle (914 mm) de la canalisation principale de Fort Nelson, en Colombie-Britannique	41 700 000
	XG-29-91	91-07-04	37,5 km de boucle (914 mm) à trois endroits, en Colombie-Britannique	52 500 000

C3. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations de gazoducs existantes

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd	XG-7-91	91-01-31	Projets divers	18 597 100
Champion Pipe Line Corporation Limited	XG-34-91	91-08-06	Abaissement de gazoduc (219,1 mm) sur une longueur totale de 300 m, à trois endroits, au Québec	60 000
Consumers' Gas (Canada) Ltd.	XG-17-91	91-07-02	Raccordement de 51 mm dans un gazoduc de 610 mm à Bampton, en Ontario	500
	XG-32-91	91-08-01	Abaissement d' un gazoduc (610 mm) sur une longueur de 28 m à Brampton, en Ontario	60 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-4-91	91-01-14	Modification des gares à râcleurs	101 503
	XG-10-91	91-03-01	Projets divers	3 888 500
	XG-16-91	91-04-11	Amélioration du système d'acquisition et de contrôle des données (système SCADA) en Alberta et en Saskatchewan	1 540 000

C3. Ordonnances délivrées en 1991 pour approuver des modifications et des ajouts à des installations de gazoducs existantes *(suite)*

Demandeur	Ordonnance nº	Délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XG-24-91	91-06-06	Expansion partielle du troisième parcours de compression/décompression à Empress, en Alberta	7 000 000
Many Islands Pipelines (Canada) Limited	XG-31-91	91-09-23	Conduite de dérivation de 5 m (406,4 mm) à la station de compression de Shauvanon, en Saskatchewan	12 000
	XG-36-91	91-09-12	Liaison au gazoduc Esther-Smiley, en Saskatchewan	10 500
	XG-40-91	91-11-20	Liaison au gazoduc Esther-Smiley, en Saskatchewan	10 500
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-91	91-02-14	Projets divers	19 104 000
	XG-20-91	91-05-16	Projets divers	2 872 000
	XG-21-91	91-05-01	Exemptions de terrain pour boucle citées dans GC-80, délivrées le 91-05-17	
	XG-23-91	91-06-06	Unité de compression portative,à la station 1401, en Ontario	4 410 000
	XG-27-91	91-06-13	Modifications à la station de compression	2 381 000
	XG-28-91	91-06-27	Remplacement d'un gazoduc de 77 m (508 mm) au passage à niveau, en Ontario	187 000
	XG-30-91	91-07-31	Collecteur de station, usine auxiliaire et matériel de réserve, en Saskatchewan et en Ontario	62 605 000
	XG-37-91	91-09-12	Projets divers	809 000
	XG-38-91	91-10-03	Deux segments de remplacement de gazoduc et quatre enlèvements de vannes, au Québec	247 000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XG-19-91	91-05-16	Point de livraison à Yamachiche, au Québec	18 500
	XG-25-91	91-06-06	Point de livraison à Oka, au Québec	13 900
Westcoast Energy Inc.	XG-18-91	91-05-02	Projets divers	6 160 000
	M0-10-91	91-05-02	Dérivation dun gazoduc de 1,6 km (762 mm) à la canalisation principale de Fort St. John, Colombie-Britannique	1 930 000
	XG-33-91	91-08-29	Projets divers	4 403 000

C4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	L-99	Kingsgate, C.-B.	1986-12-18	1987-10-31	31 897,2	9 340,9	77 626,5
			1987-11-01	1994-10-31	31 897,2	10 580,4	
	GL-111	Kingsgate, C.-B.	1994-11-01	2005-10-31	31 900,0	10 580,5	116 385,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil et Gas Company	GL-105	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	495,7	180,9	2 714,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	991,5	361,9	5 428,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	GL-103	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	1 869,6	682,4	10 236,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	GL-102	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	7 506,9	2 740,0	42 646,0
		Niagara Falls, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	283,3	103,4	
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	Huntingdon, C.-B.	1989-07-24	1989-10-31	704,0	70,4	3 856,0
			1989-11-01	2004-10-31	704,0	257,0	
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	Emerson, Man.	1989-03-16	1989-10-31	422,5	96,8	1 504,0
			1989-11-01	2001-10-31	422,5	154,0	
Ressources Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company	GL-127	Niagara Falls, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	873,0	84,7	4 728,0
			1990-11-01	2004-10-31	873,0	319,0	4 778,0
BC Gas Inc.	GL-123(a)	Huntingdon, C.-B.	1989-11-09	1992-04-30	1 703,0	61,3	184,0
Canadian Hunter Marketing Ltd.	GL-107	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1990-11-01	2010-10-31	845,0	254,0	3 381,0
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25	Aden/Cardston, Alb, Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	1968-11-01	1969-10-31	339,9	103,4	4 890,8
			1969-11-01	1991-10-31	679,9	206,8	
			1991-11-01	1993-10-31	390,9	119,0	
	GL-72	Aden, Alb.	1988-01-01	1988-10-31	1 133,1	236,1	1 085,7
			1988-11-01	1990-10-31	1 416,4	283,3	
			1990-11-01	1991-10-31	1 416,4	188,7	
			1991-11-01	1992-10-31	1 416,4	94,3	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	1979-05-01	1993-12-31	30,0	10,3	105,0
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GL-150	Niagara Falls, Ont.	1991-11-01	2006-10-31	433,4	158,2	2 373,0

C4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991 *(suite)*

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Canstates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company	GL-137	Niagara Falls, Ont.	1990-11-08	1991-10-31	1 371,1	449,7	5 593,8
			1991-11-01	2000-10-31	1 371,1	459,3	
			2000-11-01	2002-10-31	1 371,1	500,4	
Canterra Energy Ltd.	GL-113	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 099,1
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-114	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 246,4
Centra Gas Ontario Ltd.	GL-130(b)	Sprague, Man.	1990-07-27	1990-10-31	640,0	62,1	3 150,0
Centra Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30(b)	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
Darmouth Power Associates Limited partnership	GL-164	Iroquois, Ont.	1992-11-01	2007-10-31	400,9	146,4	2 196,0
Direct Energy Marketing Limited	GL-132	Philipsburg, QC	1990-07-27	1990-10-31	171,0	16,6	936,2
			1990-11-01	2005-10-31	171,0	62,4	
Encogen Four Partners	GL-152	Chippawa, Ont.	Date des 1re livraisons pour 15 années		424,9	155,1	2 326,6
Esso Resources Canada Ltd.	GL-151	Iroquois, Ont.	1991-11-01	2006-10-31	991,5	362,0	5 432,0
Esso Resources Canada Ltd. et Transco Energy Marketing Company	GL-136	Niagara Falls, Ont.	1990-11-08	1991-10-31	2 125.0	76,1	9 307,5
			1991-11-01	2002-10-31	2 125,0	775,6	
FSC Resources Ltd.	GL-138	Napierville, QC	1991-03-01	1991-10-31	1 530,0	374,9	8 376,8
			1991-11-01	2005-10-31	1 530,0	558,5	
	GL-153	Niagara Falls, Ont.	1991-11-01	2006-10-31	453,0	165,3	2 480,2
Fulton Cogeneration Ass.	GL-154	Chippawa, Ont.	1991-11-01	2001-10-31	326,2	119,0	1 424,0
			2001-11-01	2005-10-31	160,0	58,4	
Husky Oil Operations Ltd.	GL-144	Cornwall, Ont.	1992-08-01	2007-11-01	566,6	206,8	3 154,0
Indeck Gas Supply Corporation	GL-133	Niagara Falls, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	810,0	78,6	3 500,0
			1990-11-01	2005-10-31	810,0	293,0	
	GL-155	Chippawa, Ont.	Date des 1re livraisons pour 15 années		459,0	168,0	2 439,0
	GL-156	Chippawa, Ont.	Date des 1re livraisons pour 15 années		210,0	73,0	852,0
Kamine / Besicorp Carthage L.P.	GL-158	Chippawa, Ont.	1991-11-01	2006-10-31	402,3	139,5	2 093,7

C4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991 *(suite)*

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Kamine/ Besicorp South Glens L.P.	GI-159	Emerson, Man.	1991-11-01	2006-10-31	402,3	139,5	2 093,7
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			1996-11-01	1997-10-31	2 655,0	969,1	
			1997-11-01	1998-10-31	1 770,0	646,0	
			1998-11-01	1999-10-31	885,0	323,0	
L&J Energy Systems Inc.	GL-148	Iroquois, Ont.	Date des 1re livraisons pour 12 années		329,6	121,3	1 455,6
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(c)	Emerson, Man.	1972-03-15	1992-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
Mobil Oil Canada	GL-145	Huntingdon, C.-B.	1991-01-24	2000-10-31	327,5	119,5	1 195,5
	GL-146	Huntingdon, C.-B.	1991-01-24	1992-10-31	136,5	49,8	1 145,6
			1992-11-01	1995-10-31	272,9	99,6	
			1995-11-01	2000-10-31	409,4	149,4	
	GL-147	Huntingdon, C.-B.	1991-01-24	1992-10-31	272,9	99,6	1 842,9
			1992-11-01	2003-10-31	409,4	149,4	
New England Power Co.	GL-160	Iroquois, Ont.	1991-11-01	2006-11-01	1 700,0	621,0	9 308,0
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	1987-11-01	1990-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			1990-11-01	1991-10-31	799,2	183,1	
			1991-11-01	1992-10-31	399,2	91,6	
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	396,6	27,4	1 841,0
			1989-11-01	2001-10-31	396,6	144,5	
	GL-116	Emerson, Man.	1990-05-03	1990-10-31	184,1	33,5	1 034,0
			1990-11-01	1994-10-31	184,1	67,2	
			1994-11-01	2001-10-31	283,3	104,8	
North Canadian Oils Limited	GL-142	Emerson, Man.	1990-11-08	1991-10-31	283,3	101,4	1 068,8
			1991-11-01	2000-10-31	283,3	103,4	
North Canadian Oils Limited	GL-143	Emerson,Man.	1990-11-08	1991-10-31	283,3	101,4	1 068,8
			1991-11-01	2000-10-31	283,3	103,4	
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man. et Niagara Falls, Ont. maximum combiné	1987-11-01	1996-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			1996-11-01	1997-10-31	3 249,4	1 186,0	
			1997-11-01	1998-10-31	2 166,2	790,7	
			1998-11-01	1999-10-31	1 083,1	395,4	
		Maximum autorisé à Niagara Falls, Ont. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/Niagara Falls	1987-11-19	1996-10-31	1 442,7	526,6	
			1996-11-01	1997-10-31	1 082,1	394,9	
			1997-11-01	1998-10-31	721,3	263,3	
			1998-11-01	1999-10-31	360,7	131,7	
	GL-97	Monchy, Sask.	1984-12-20	1985-10-31	24 928,5	7 582,8	75 296,7
			1985-11-01	2001-10-31	24 928,5	8 294,4	
	GL-106	Kingsgate, C.-B.	1988-11-01	2012-10-31	7 478,6	2 488,3	59 719,2

C4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991 *(suite)*

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Pawtucket Power Associates Limited Partnership	GL-149	Iroquois, Ont.	1991-11-01	2006-10-31	362,5	132,4	1 986,0
Poco Petroleums Ltd.	GL-117	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708,2	48,9	2 843,5
			1989-11-01	2000-10-31	708,2	258,5	
	GL-118	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708,2	48,9	2 715,3
			1989-11-01	2000-10-31	708,2	258,5	
ProGas Limited	GL-81	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	5 270,0	1 923,5	15 026,7
			1990-11-01	1991-04-30	5 270,0	953,9	
			1991-05-01	1991-10-31	4 561,8	839,4	
			1991-11-01	1996-10-31	4 561,8	1 665,0	
			1996-11-01	1997-10-31	3 244,3	1 184,1	
			1997-11-01	1998-10-31	1 926,8	703,2	
			1998-11-01	1999-10-31	609,3	222,4	
	GL-98	Emerson, Man. et Monchy, Sask. maximum combiné	1986-08-13	1986-10-31	9 440,9	2 583,2	35 492,8
			1986-11-01	1987-10-31	7 552,7	2 480,0	
			1987-11-01	2000-10-31	9 440,9	3 100,0	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/ Monchy	1986-08-13	1986-10-31	6 797,4	2 480,0	17 746,4
			1986-11-01	1987-10-31	3 776,3	1 240,0	
			1987-11-01	2000-10-31	4 720,4	1 550,0	
	GL-101	Niagara Falls, Ont.	1989-05-01	1989-10-31	1 420,0	260,6	10 340,0
			1989-11-01	2009-10-31	1 420,0	517,0	
	GL-109	Niagara Falls et Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708,2	130,3	5 170,0
			1991-11-01	2011-10-31	708,2	258,5	
	GL-129	Niagara Falls,Ont.	1990-07-27	1990-10-31	2 861,1	277,5	15 665,3
			1990-11-01	2005-10-31	2 861,1	1 044,3	
	GL-161	Iroquois, Ont.	Date des 1re livraisons pour 18.5 années		708,2	258,5	4 800,4
Ramarro Resources Inc.	GL-139	Niagara Falls,Ont.	1990-11-08	1991-10-31	169,0	60,5	925,5
			1991-11-01	2005-10-31	169,0	61,7	
Selkirk Cogen Partners, L.P.	GL-157	Iroquois, Ont.	Date des 1re livraisons pour 15.5 années		651,5	237,8	3 685,9
Shell Canada Limitée	GL-100	Highwater, QC	1987-11-01	1998-10-31	1 110,0	300,0	5 900,0
			1998-11-01	1999-03-31	1 110,0	167,6	
		Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1998-10-31	1 390,0	400,0	
			1998-11-01	1999-03-31	1 390,0	209,9	
	GL-119	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 234,0
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	

C4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991 (*suite*)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Shell Canada Limitée (suite)	GL-120	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 250,0
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	
	GL-134	Niagara Falls, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	450,0	43,6	2 755,0
			1990-11-01	2010-10-31	450,0	145,0	
			2010-11-01	2011-08-31	450,0	95,8	
TransCanada PipeLines Limited	GL-42(d)	Emerson, Man.	1971-04-15	1971-10-31	N/S	232,8	60 316,5
			1971-11-01	1994-10-31	N/S	2 612,3	
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	1984-11-01	1986-10-31	1 133,1	414,0	16 371,0
			1986-11-01	2002-10-31	2 620,3	959,0	
			2002-11-01	2003-01-15	2 620,3	199,1	
	GL-84	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	142,0	51,8	2 378,0
			1988-11-01	1997-10-31	708,0	258,4	
	GL-86	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			1990-11-01	1991-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1991-11-01	1994-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1994-11-01	1995-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1995-11-01	1996-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1996-11-01	1997-10-31	2 188,7	798,9	
			1997-11-01	1998-10-31	1 416,4	517,0	
			1998-11-01	1999-10-31	708,2	259,2	
	GL-87	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			1990-11-01	1991-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1991-11-01	1994-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1994-11-01	1995-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1995-11-01	1996-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1996-11-01	1997-10-31	2 188,7	798,9	
			1997-11-01	1998-10-31	1 416,4	517,0	
			1998-11-01	1999-10-31	708,2	259,2	
	GL-89	Emerson, Man.	1984-11-01	1985-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			1985-11-01	1986-10-31	6 317,1	1 957,3	
			1986-11-01	1990-10-31	6 317,1	2 096,3	
			1990-11-01	1991-10-31	4 207,2	1 396,1	
			1991-11-01	1992-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-110	Niagara Falls et Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708,2	130,3	5 443,2
			1991-11-01	2012-10-31	708,2	258,5	
	GL-121	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 326,5
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-122	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 326,5
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	
	GL-135	Gananoque, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	1 445,0	140,2	7 910,0
			1990-11-01	2005-10-31	1 445,0	529,0	

C4 Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1991 *(suite)*

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
Unigas Corporation	GL-162	Chippawa, Ont.	Date des 1re livraisons pour 10 années		453,2	165,5	1 654,2
Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	1985-11-01	1990-10-31	1 100,0	284,0	1 703,7
			1990-11-01	1991-10-31	732,6	189,1	
			1991-11-01	1992-10-31	366,3	94,6	
Vector/7 Producers	GL-140	Niagara Falls, Ont.	1990-11-08	1991-10-31	892,3	319,6	5 025,6
			1991-11-01	2005-10-31	892,3	325,8	
Westcoast Energy Marketing Ltd.	GL-131	Huntingdon et Kingsgate, C.-B.	1990-08-28	1990-10-31	4 524,8	294,1	23 228,0
			1990-11-01	2004-10-31	4 524,8	1 651,6	
Western Gas Marketing Limited	GL-128	Cornwall, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	331,0	32,1	1 820,0
			1990-11-01	2005-10-31	331,0	121,3	
	GL-141	Emerson, Man.	1990-11-08	1991-10-31	424,9	152,1	2 326,5
			1991-11-01	2005-10-31	424,9	155,1	
	GL-163	Niagara Falls, Ont.	Date des 1re livraisons pour 15 années		283,0	103,7	1 552,0

a - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Huntingdon (C.-B.) pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure en vertu d'échange avec d'autres exportateurs.
b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.).
c - Licence autorisant le titulaire d'exporter du gaz naturel qu'il a déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.
d - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson, au Manitoba, pour importation près de Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ont.) pour desservir le marché de l'Est du Canada.
N/S Non spécifié

C5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1991

Importateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	au	Volumes maximums quotidien (10^3 m^3)	annuel (10^6 m^3)	période (10^6 m^3)
B.C. Gas Inc.	GL-123(a)	Huntingdon, C.-B.	1989-11-09	1992-04-30	1703,0	61,3	184,0
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-117-88	Coutts, Alb.	1989-01-01	2005-12-31	30,0	N/S	N/S
Centra Gas Ontario Inc.	GL-130(b)	Rainy River, Ont.	1990-07-27	2005-10-31	640,0	210,0	3 150,0
Centra Gas Transmission Holdings Inc.	GL-30(b)	Rainy River, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
Coastal Gas Marketing Company	GOL-1	Sarnia, Ont.	1991-02-07	2016-02-06	N/S	N/S	N/S
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(c)	Willow Creek, Sask.	1972-03-15	1992-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
TransCanada PipeLines Limited	GL-42(d)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1971-04-15 1971-11-01	1971-10-31 1994-10-31	N/S N/S	232,8 2 612,3	60 316,5
	GOL-2-91(d)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1991-11-01	2005-10-31	N/S	N/S	N/S
Western Gas Marketing Ltd.	GOL-3-91(b)	Rainy River, Ont.	1991-11-01	1993-10-31	N/S	N/S	N/S

a - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il a exporté pour entreposage aux États-Unis. L'importation se fait en vertu d'échange avec d'autres exportateurs.
b - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Manitoba).
c - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il exportera par la suite près de Emerson (Manitoba) en vertu de la licence GL-44.
d - Licence autorisant le titulaire à importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson (Manitoba) pour desservir les marchés canadiens.
N/S Non spécifié.

C6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et (ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1991

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (10^6 m^3)	Volumes maximums période (10^6 m^3)
PROPANE							
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation)	GL-32	Frontière canado-américaine [a]		1971-01-01	1972-12-31	92 698	4 281 799
				1973-01-01	1973-12-31	569 761	
				1974-01-01	1974-12-31	519 682	
				1975-01-01	1975-12-31	506 190	
				1976-01-01	1976-12-31	483 571	
				1977-01-01	1977-12-31	456 825	
				1978-01-01	1993-12-31	92 698	
				1994-01-01	1994-12-31	77 206	
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-31	Frontière canado-américaine [a]		1971-01-01	1972-12-31	133 254	9 757 486
				1973-01-01	1973-12-31	924 999	
				1974-01-01	1974-12-31	870 078	
				1975-01-01	1975-12-31	847 301	
				1976-01-01	1976-12-31	812 936	
				1977-01-01	1977-12-31	775 793	
				1978-01-01	1978-12-31	744 761	
				1979-01-01	1979-12-31	716 983	
				1980-01-01	1980-12-31	688 571	
				1981-01-01	1981-12-31	656 190	
				1982-01-01	1982-12-31	620 476	
				1983-01-01	1986-12-31	133 254	
				1987-01-01	1987-12-31	143 809	
				1988-01-01	1988-12-31	193 016	
				1989-01-01	1989-12-31	196 984	
				1990-01-01	1990-12-31	169 047	
				1991-01-01	1991-12-31	165 873	
				1992-01-01	1992-12-31	165 079	
				1993-01-01	1993-12-31	162 098	
				1994-01-01	1994-12-31	103 968	
ÉTHANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-51 [b][c]	Exportation : Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	1979-06-21	1979-12-31	1 287 000	19 069 000
				1980-01-01	1980-12-31	1 090 000	
		Réexportation : Windsor, Ont.		1981-01-01	1981-12-31	935 000	
				1982-01-01	1982-12-31	1 114 000	
				1983-01-01	1983-12-31	1 241 000	
				1984-01-01	1984-12-31	1 424 000	
				1985-01-01	1985-12-31	2 000 000	
				1986-01-01	1986-12-31	2 731 000	
				1987-01-01	1987-12-31	2 304 000	
				1988-01-01	1988-12-31	1 891 000	
				1989-01-01	1989-12-31	1 301 000	
				1990-01-01	1990-12-31	765 000	
				1991-01-01	1991-12-31	602 000	
				1992-01-01	1992-12-31	280 000	
				1993-01-01	1993-12-31	104 000	

C6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et (ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1991

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
ÉTHYLÈNE						**Kilogramme**	
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation/Importation)	EYL-2-76[d]	Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	1978-01-01	1997-12-31	181 438 810	N/S

a - Dans chaque licence ou ordonnance, les points d'exportation à partir de la frontière canado-américaine comprennent un ou plusieurs des ports suivants: Elmore (Sask.), Gretna (Man.), Sarnia ou Windsor (Ont.).

b - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou une partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

c - Les exportations d'éthane autorisées durant chaque année comprise dans la période allant du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1985 doivent être réduites d'une quantité équivalent à la quantité de rattrapage exportée en vertu de la licence GL-47 qui excède 392 728 m^3.

d - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) et de Sarnia et Windsor (Ont.). La totalité ou une partie des quantités d'éthylène exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour ré-exportation ultérieure à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.).

N/S Non spécifié

Annexe D

Électricité

D1. Certificats et ordonnances à l'égard des lignes internationales de transport d'électricité délivrés en 1991

Aucun certificat ou ordonnance n'a été délivré.

D2. Ordonnances de modification concernant des lignes internationales de transport d'électricité délivrées en 1991

Demandeur	Ordonnance No.	Date	Observations
TransAlta Utilities Pipelines Ltd.	AO-2-EC-54	91-07-25	Changement du nom de la société

D3. Licences d'exportation d'électricité délivrées en 1991

Aucune licence n'a été délivrée.

D4. Permis et ordonnances d'exportation d'électricité delivrés en 1991
(a) Ordonnances délivrées conformément à l'article 7 du Règlement (Partie VI)

Aucune ordonnance n'a été délivrée.

D4. Permis et ordonnances d'exportation d'électricité delivrés en 1991
(b) Permis délivrés conformément à la Loi sur l'ONÉ (modifiée le 1er juin 1990)

Demandeur	Ordonnance No.	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par année	Durée du	Durée au	Date de délivrance
B.C. Hydro	EPE-27	Garantie	2 200	1 200	91-12-01	93-09-30	91-09-05
The Canadian Transit Company	EPE-29	Garantie	200	50	91-09-01	21-08-31	91-08-22
Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	Garantie	400	3 000	91-12-01	21-11-31	91-05-16
Hydro-Québec	EPE-20	Garantie	2 000	10 512	91-04-01	21-03-31	91-03-21
Ontario Hydro	EPE-21	Interruptible	-	15 000 000	91-07-31	94-06-30	91-04-24
	EPE-22	Circuit bouclé	-	10 000 000	96-01-31	25-12-31	91-04-24
	EPE-23	Garantie	112 000	13 200 000	91-07-31	92-10-31	91-04-24
	EPE-24	Garantie	3 000	15 000	91-07-31	21-06-30	91-04-24
	EPE-25	Garantie	100	200	91-07-31	21-05-31	91-04-24
Hydro Manitoba	EPE-30	Garantie	900	7 884 000	91-10-01	94-09-31	91-09-26
Énergie Nouveau-Brunswick	EPE-14	Garantie	100 000	876 000	91-02-01	94-10-31	91-01-11
	EPE-15	Interruptible	-	6 482 400	91-02-01	00-10-31	91-01-11
	EPE-16	Interruptible	-	400 000	91-02-01	00-10-31	91-01-11
	EPE-17	Transit	50 000	250 000	91-02-01	02-07-31	91-01-11
	EPE-18	Interruptible	-	179 000	91-02-01	00-10-31	91-01-11
	EPE-19	Garantie	23 000	201 480	91-02-01	94-10-31	91-01-11
	EPE-28	Garantie	1 000	1 000	91-10-21	21-10-20	91-07-11

D4. Permis et ordonnances d'exportation d'électricité delivrés en 1991
(c) Ordonnances de modification relatives aux licences ou ordonnances d'exportation

Demandeur	Ordonnance No	Date de délivrance	Observations
British Columbia Hydro and Power Authority	AO-5-EL-162	91-07-18	Modification de la durée de la licence.
	AO-3-EL-163	91-07-18	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-164	91-07-18	Modification de la durée de la licence.
	AO-6-EL-162	91-11-28	Modification de la durée de la licence.
	AO-4-EL-163	91-11-28	Modification de la durée de la licence.
	AO-3-EL-164	91-11-28	Modification de la durée de la licence.
	AO-1-ELO-251	91-07-13	Modification pour augmenter la quantité de puissance et d'énergie
	AO-1-EPE-02	91-07-13	Modification pour augmenter la quantité de puissance et d'énergie
Niagara Limitée	AO-1-EPE-08	91-10-24	Modification pour augmenter la quantité de puissance et d'énergie
Hydro-Québec	AO-3-EL-169	91-04-18	Modification autorisant les exportations au moyen de toute ligne internationale de transport et le prix à être selon la Convention d'interconnexion
Énergie Nouveau-Brunswick	AO-1-EPE-28	91-11-14	Changement du nom de la société

D4. Permis et ordonnances d'exportation d'électricité delivrés en 1991
(d) Ordonnances de révocation délivrées un vertu de l'article 21

Demandeur	Ordonnance No	Date de délivrance	Observations
Hydro-Québec	RO-ELO-230	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-230 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-231	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-231 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-232	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-232 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-233	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-233 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-234	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-234 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-235	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-235 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-236	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-236 datée du 21 mars 1991
	RO-ELO-237	91-03-21	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-236 datée du 21 mars 1991
	RO-EPE-04	91-03-21	Ordonnance révoquant le permis EPE-04 daté du 21 mars 1991
	RO-EPE-05	91-03-21	Ordonnance révoquant le permis EPE-05 daté du 21 mars 1991
	RO-EPE-06	91-03-21	Ordonnance révoquant le permis EPE-06 daté du 21 mars 1991
Ontario Hydro	RO-ELO-273	91-04-24	Ordonnance révoquant l'ordonnance ELO-273 datée du 24 avril 1991

Annexe E

Réglementation financière

E1. Renseignements financiers - Sociétés d'oléoduc du groupe 1

(a) (b)	Cochin		Interprovincial		IPL (NW)		Trans Mountain		Trans-Nord		
1991	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**Total**
Besoins en revenus											
Rendement	11,0	36,3	77,9	24,9	39,1	53,6	22,3	25,4	4,6	15,9	154,9
Amortissement	5,2	17,2	42,3	13,5	14,7	20,2	8,3	9,5	2,2	7,5	72,7
Exploitation et entretien	12,7	41,9	136,8	43,7	6,8	9,3	30,0	34,3	18,4	63,3	204,8
Taxes	1,4	4,6	56,1	17,9	12,1	16,7	27,0	30,8	3,9	13,3	100,5
Total	**30,3**	**100,0**	**313,2**	**100,0**	**72,7**	**100,0**	**87,6**	**100,0**	**29,1**	**100,0**	**532,9**
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (d)	s/o	387,2	59,2	190,8	68,5	81,3	50,0	18,6	46,3	677,9
Actions privilégiées	s/o (d)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (d)	s/o	266,9	40,8	87,6	31,5	81,3	50,0	21,6	53,7	457,4
Total	**42,1**	**100,0**	**654,1**	**100,0**	**278,4**	**100,0**	**162,6**	**100,0**	**40,2**	**100,0**	**1 177,4**
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d,e)	s/o	36,0	13,25	14,1	16,00	11,4	14,00	2,8	13,75	
Réel	11,0 (f)	26,99	37,4	14,03	14,1	16,00	13,5	16,60	2,5	12,60	
1990	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**Total**
Besoins en revenus											
Rendement	11,6	37,4	77,3	25,3	40,3	55,4	18,1	23,6	4,0	15,4	151,3
Amortissement	5,2	16,8	40,4	13,2	14,6	20,1	7,5	9,8	2,1	8,1	69,8
Exploitation et entretien	12,9	41,6	134,1	43,9	5,8	8,0	29,0	37,9	16,5	63,5	198,3
Taxes	1,3	4,2	53,5	17,5	12,0	16,5	22,0	28,7	3,4	13,1	92,2
Total	**31,0**	**100,0**	**305,3**	**100,0**	**72,7**	**100,0**	**76,6**	**100,0**	**26,0**	**100,0**	**511,6**
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (d)	s/o	384,0	60,1	201,2	69,5	77,1	50,0	17,1	44,9	679,4
Actions privilégiées	s/o (d)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (d)	s/o	254,8	39,9	88,4	30,5	77,0	50,0	21,0	55,1	441,2
Total	**45,3**	**100,0**	**638,8**	**100,0**	**289,6**	**100,0**	**154,1**	**100,0**	**38,1**	**100,0**	**1165,9**
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d,e)	s/o	33,8	13,25	14,1	16,00	10,8	14,00	2,9	13,75	
Réel	11,6 (f)	25,50	36,6	14,37	14,1	16,00	9,9	12,80	2,1	9,97	

a - D'après des estimations préliminaires.
b - Le nom complet de chaque société est indiqué à la page 117.
c - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.
d - Sans object puisque la société est financée à titre d'entreprise en coparticipation.
e - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.
f - Avant intérêt et impôt sur le revenu.

E2. Renseignements financiers - Sociétés de gazoduc du groupe 1

(a) (b)	Alberta Natural Gas		Foothills		TQM		TransCanada		Westcoast		
1991	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**Total**
Besoins en revenus											
Rendement	3,2	11,5	67,4	40,0	46,1	61,9	417,6	34,1	107,6	35,3	641,9
Amortissement	1,4	4,9	19,7	11,7	13,2	17,7	138,7	11,3	32,1	10,6	205,1
Exploitation et entretien	21,3	75,1	52,1	30,9	6,8	9,1	527,8	43,1	108,8	35,8	716,8
Taxes	2,4	8,6	29,3	17,4	8,5	11,4	140,0	11,4	55,9	18,4	236,0
Total	**28,3**	**100,0**	**168,4**	**100,0**	**74,4**	**100,0**	**1 224,2**	**100,0**	**304,4**	**100,0**	**1 799,8**
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	17,4	65,0	396,8	56,9	259,4	75,0	2 180,0	59,1	555,5	61,5	3 409,2
Actions privilégiées	0,0	0,0	123,9	17,8	0,0	0,0	402,1	10,9	31,8	3,5	557,8
Actions ordinaires	9,4	35,0	176,1	25,3	86,5	25,0	1 106,6	30,0	316,2	35,0	1 694,8
Total	**26,7**	**100,0**	**696,9**	**100,0**	**345,9**	**100,0**	**3 688,7**	**100,0**	**903,6**	**100,0**	**5 661,8**
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (e)	s/o	25,1	14,25	11,9	13,75	149,9	13,50	42,2	13,75	
Réel	1,3	13,38	25,1	14,25	12,5	14,44	150,6	13,61	42,9	13,65	
1990	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**(000 000$)**	**(%)**	**Total**
Besoins en revenus											
Rendement	2,6	9,2	76,4	46,6	47,6	68,6	365,5	37,5	95,4	32,8	587,5
Amortissement	1,2	4,2	18,5	11,3	13,1	18,9	118,2	12,1	30,8	10,6	181,8
Exploitation et entretien	22,0	77,7	41,.2	25,1	6,4	9,2	363,7	37,3	101,1	34,7	534,4
Taxes	2,5	8,8	27,9	17,0	2,3	3,3	128,0	13,1	63,9	21,9	224,6
Total	**28,3**	**100,0**	**164,0**	**100,0**	**69,4**	**100,0**	**975,4**	**100,0**	**291,2**	**100,0**	**1 528,3**
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	12,9	65,.2	398,4	69,4	267,8	75,0	1 798,6	59,7	506,4	61,0	2 984,1
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	309,6	10,3	33,2	4,0	342,8
Actions ordinaires	6,9	34,8	176,0	30,6	89,3	25,0	903,5	30,0	290,5	35,0	1 466,2
Total	**19,8**	**100,0**	**574,4**	**100,0**	**357,1**	**100,0**	**3 011,7**	**100,0**	**830,1**	**100,0**	**4 793,1**
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (e)	s/o	25,1	14,25	12,3	13,75	119,7	13,25	39,9	13,75	
Réel	1,0	12,17	25,1	14,25	13,3	14,87	120,6	13,35	38,0	13,07	

a - D'après des estimations préliminaires.
b - Le nom complet de chaque société est indiqué à la page 117.
c - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.
e - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.

Annexe F

Table de conversion au système métrique

L'**Office national de l'énergie** a adopté le système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, une ville comme Toronto consomme, environ toutes les quinze heures, un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.).

La table de conversion suivante pourra être utile aux lecteurs qui connaissent mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre (m)	=	3,28 pieds
kilomètre (km)	=	0,62 mille
millimètre (mm)	=	0,039 pouce
mètre cube (m^3) de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube (m^3) de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
litre (L)	=	0,22 gallon impérial
kilogramme (kg)	=	2,20 livres
gigajoule (GJ)	=	950 000 pieds cubes de gaz à 1 000 Btu/pied cube ou 0,165 baril de pétrole ou encore 0,28 mégawatts d'électricité
pétajoule (PJ)	=	un million de gigajoules

Notation

gigajoule (GJ)	=	10^9 J
térajoule (TJ)	=	10^{12} J
pétajoule (PJ)	=	10^{15} J
exajoule (EJ)	=	10^{18} J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
mégawatt (NW)	=	10^3 KW
mégawatt-heure (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawatt-heure (GW.h)	=	10^6 KW.h
térawatt-heure (TW.h)	=	10^9 KW.h

Personnel cadre de l'Office

BUREAU DU DIRECTEUR EXÉCUTIF
Robin D. Glass, directeur exécutif

Bureau du Secrétaire
Gordon A. Laing, Secrétaire
• ***Communications***
Ann Sicotte, Secrétaire adjointe
Direction du contentieux
Judith Snider, conseiller juridique
Direction des finances et de l'administration
Jim Klotz, directeur
Direction de la planification et de la révision
Claire M.M. Scott, directeur
Direction de la technologie informatique
Don Emmens, directeur
Direction du personnel
Jim Thompson, directeur

DIRECTION GÉNÉRALE DE LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE
Peter L. Miles, directeur général

Direction de l'économique
Glenn Booth, directeur par intérim
Direction de l'électricité
Alex N. Karas, directeur
Direction des approvisionnements énergétiques
Graham Campbell, directeur
Direction du pétrole et du gaz
Raymond Choy, directeur par intérim

DIRECTION GÉNÉRALE DE LA RÉGLEMENTATION DES PIPELINES
Ed. L.M. Gordon, directeur général

Direction du génie pipelinier
John McCarthy, directeur
Direction de la réglementation financière
Gaétan Caron, directeur

(suite à la page suivante)

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ENVIRONNEMENT
Ken Sato, directeur général

Direction de l'environnement et des terres
Peter A. Carr, directeur
Divisions de l'environnement (régions pionnières)
- ***Contrôle de la pollution; Mesures d'urgence et de finance***
  Jim Anderson, directeur
- ***Environnement physique***
  Oleh Mycyk, directeur par intérim

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉVALUATION DES RESSOURCES (régions pionnières)
Graham Campbell, directeur général

DIRECTION GÉNÉRALE DU GÉNIE (régions pionnières)
Glenn Yungblut, directeur général

- ***Exploration et achèvement des puits***
  Fred Lepine, directeur
- ***Technique de réservoir et production***
  Terence Baker, directeur